



Miguel Alexandre  
Cabrita Jardim

**Valorização Económica do  
Biogás: Geração Elétrica vs.  
Produção de Biometano para  
Injeção na Rede**

(Biogas Economical Valorization: Electricity  
Generation vs. Biomethane Production For  
Grid Injection)

Dissertação de Mestrado em  
Engenharia de Produção

Novembro 2013

# Agradecimentos

Agradeço ao Professor Alexandre Magrinho (orientador) por toda a ajuda e disponibilidade demonstrada, e por ter possibilitado o desenvolvimento deste tema.

Agradeço à Eng.<sup>a</sup> Cristina Santos (Tratolixo) pela enorme colaboração demonstrada e pela disponibilização dos dados que possibilitaram a realização deste trabalho.

Ao Professor Santino Di Berardino (LNEG) pela disponibilização de literatura e pelo importante conhecimento transmitido.

Gostaria também de agradecer aos colegas Eng.<sup>a</sup> Susana Guerreiro, Eng.<sup>o</sup> Mário Carriço, Eng.<sup>o</sup> António Governo, Eng.<sup>o</sup> Nikolaus Brouzos, Eng.<sup>o</sup> Rui Grosa, Eng.<sup>o</sup> Gonçalo Monteiro e Eng.<sup>a</sup> Isabel Mayer, da Galp Energia, pelo apoio, ajuda e interesse demonstrado, e que possibilitaram também a realização deste trabalho.

Por último, um especial agradecimento aos familiares e amigos que me incentivaram e apoiaram no decorrer do projeto.

# Resumo

Este trabalho efetua a comparação entre dois métodos de valorização económica de biogás: a geração elétrica e a produção de biometano. É feito um levantamento acerca das políticas de incentivo à produção de biometano nos principais países produtores europeus. É demonstrado o cálculo da atual remuneração da energia elétrica proveniente de biogás de digestão anaeróbia e é proposta uma metodologia para a remuneração da injeção de biometano na rede de distribuição de Gás Natural. Para comprovar o potencial económico desta tecnologia, é efetuado um estudo comparativo, tendo por base o potencial de produção de biogás da Central de Digestão Anaeróbia da Tratolixo, a maior central deste tipo em Portugal, à presente data.

**Palavras-chave:** Biogás, Biometano, Gás Natural.

# Abstract

This work presents a comparison between two methods of biogas economical valorization: electricity generation and biomethane production. The current status of biomethane promotion policies in the main European producing countries is analyzed. The current feed-in tariff for biogas electricity production from anaerobic digestion is demonstrated and a methodology for the remuneration of biomethane injection in the natural gas grid is proposed. To aver the economic potential of this technology, a comparative study is made, based on the biogas production potential of the anaerobic digestion plant of Tratolixo, the biggest unit of this kind in Portugal, at the current time.

**Keywords:** Biogas, Biomethane, Natural Gas.

# Índice

<b>Agradecimentos .....</b>	<b>ii</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>iv</b>
<b>Índice.....</b>	<b>v</b>
<b>Lista de Figuras.....</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Siglas e Acrónimos .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Capítulo 1.....</b>	<b>1</b>
<b>Introdução e Objetivo .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Introdução.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2. Objetivo.....</b>	<b>3</b>
<b>Capítulo 2.....</b>	<b>4</b>
<b>Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. O Biogás .....</b>	<b>5</b>
2.1.1. <i>Digestão Anaeróbia .....</i>	<i>6</i>
2.1.2. <i>A Composição do Biogás.....</i>	<i>10</i>
2.1.3. <i>Potencial de Produção Nacional.....</i>	<i>11</i>
2.1.4. <i>Remoção de Impurezas do Biogás.....</i>	<i>14</i>
<b>2.2. Biometano vs. Biogás.....</b>	<b>18</b>
<b>2.3. O Biometano .....</b>	<b>19</b>
2.3.1. <i>Separação de Gases .....</i>	<i>21</i>
2.3.2. <i>Valorização Económica do Biometano .....</i>	<i>30</i>
<b>2.4. Enquadramento Legal e Regulamentar.....</b>	<b>31</b>
<b>Capítulo 3.....</b>	<b>32</b>
<b>Enquadramento da Produção de Biogás no Panorama Energético Mundial e Europeu.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1. Mercado Global .....</b>	<b>33</b>
<b>3.2. Mercado da União Europeia a 27 .....</b>	<b>34</b>
3.2.1. <i>Alemanha.....</i>	<i>38</i>
3.2.2. <i>Suécia.....</i>	<i>39</i>
3.2.3. <i>Holanda .....</i>	<i>40</i>
3.2.4. <i>Espanha.....</i>	<i>40</i>

3.2.5. <i>Resumo</i> .....	41
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>42</b>
<b>O Caso Português</b> .....	<b>42</b>
<b>4.1. Cenário Atual da Produção de Biogás</b> .....	<b>43</b>
<b>4.2. Barreiras Não Técnicas Para o Investimento</b> .....	<b>43</b>
<b>4.3. Legislação Aplicável</b> .....	<b>44</b>
4.3.1. <i>Âmbito</i> .....	44
4.3.2. <i>Decreto-Lei n.º168/99</i> .....	45
4.3.3. <i>Decreto-Lei n.º339-C/2001</i> .....	46
4.3.4. <i>Decreto-Lei n.º33A/2005</i> .....	46
4.3.5. <i>Decreto-Lei n.º225/2007</i> .....	47
<b>4.4. Cálculo da Remuneração da Energia Elétrica Injetada na Rede, Proveniente de Biogás de Digestão Anaeróbia</b> .....	<b>48</b>
4.4.1. <i>Introdução</i> .....	48
4.4.2. <i>Parcela Fixa</i> .....	48
4.4.3. <i>Parcela Variável</i> .....	49
4.4.4. <i>Parcela Ambiental</i> .....	49
4.4.5. <i>Fator KHMO</i> .....	50
4.4.6. <i>Fatores de Atualização</i> .....	50
4.4.7. <i>Cálculo da Remuneração</i> .....	50
<b>Capítulo 5</b> .....	<b>54</b>
<b>Proposta de Remuneração para o Biometano Injetado na Rede de Distribuição de Gás Natural</b> .....	<b>54</b>
<b>5.1. Introdução</b> .....	<b>55</b>
<b>5.2. Fatores de Diferenciação da Produção</b> .....	<b>55</b>
<b>5.3. Proposta Para a Fórmula de Cálculo da Remuneração da Energia Injetada</b> .....	<b>55</b>
5.3.1. <i>Custo de Aquisição do Gás Natural</i> .....	56
5.3.2. <i>Custo do CO<sub>2</sub> Evitado</i> .....	57
5.3.3. <i>Coeficientes Z<sub>1</sub> e Z<sub>2</sub></i> .....	57
<b>Capítulo 6</b> .....	<b>60</b>
<b>Caso de Estudo: TratoLixo</b> .....	<b>60</b>
<b>6.1. Apresentação da Instalação</b> .....	<b>61</b>
6.1.1. <i>Central de Digestão Anaeróbia (CDA) da Abrunheira</i> .....	61

<b>6.2. Caracterização da Produção de Biogás .....</b>	<b>65</b>
<b>6.3. Caracterização da Produção de Energia Elétrica.....</b>	<b>66</b>
<b>6.4. Estimativa de Custos do Equipamento de Geração Elétrica.....</b>	<b>68</b>
6.4.1. Motores Geradores.....	68
<b>6.5. Produção de Biometano .....</b>	<b>69</b>
6.5.1. Introdução.....	69
6.5.2. Características do Biogás Produzido.....	69
6.5.3. Características do Biometano Para Injeção na Rede .....	70
6.5.4. Aspetos Económicos da Produção de Biometano.....	74
6.5.5. Seleção da Tecnologia de Separação de Gases.....	75
6.5.6. Ligação à Rede de Gás Natural.....	89
6.5.7. Comparação Económica entre a Produção de Biometano e a Geração Elétrica .....	90
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>94</b>
<b>Conclusões.....</b>	<b>94</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>95</b>
<b>Anexo I .....</b>	<b>A1</b>
<b>Dados Técnicos da Unidade de Filtragem do Biogás.....</b>	<b>A1</b>
<b>Anexo II .....</b>	<b>A4</b>
<b>Dados Técnicos da Unidade de Dessulfurização Biológica.....</b>	<b>A4</b>
<b>Anexo II .....</b>	<b>A9</b>
<b>Dados Técnicos da Unidade de Dessulfurização Fina .....</b>	<b>A9</b>
<b>Anexo IV.....</b>	<b>A11</b>
<b>Dados Técnicos da Unidade de Membranas .....</b>	<b>A11</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Sistema de produção de biogás e suas aplicações (Patterson, 2011).	5
Figura 2.2 – Esquema do Processo de Digestão Anaeróbia (Molino, 2012).	6
Figura 2.3 – Esquema Genérico de um Digestor Anaeróbio (EPA, 2014).	7
Figura 2.4 – O biogás e os diversos componentes que são necessários remover para obtenção de biometano (Haresek, 2011).	19
Figura 2.5 – Fases do processo de <i>upgrade</i> do biogás para biometano (DBFZ, 2012).	20
Figura 2.6 – Índice de Wobbe e a densidade relativa, em função da percentagem de CH <sub>4</sub> no gás (Ryckebosch, 2011).	21
Figura 2.7 – Esquema básico da produção de biometano (VUT, 2012).	21
Figura 2.8 – Esquema do processo de separação com aminas (Huertas, 2011).	23
Figura 2.9 – Unidade de separação com aminas.	24
Figura 2.10 – Esquema do processo WS (VUT, 2012).	24
Figura 2.11 – Unidade de separação WS.	25
Figura 2.12 – Esquema do processo PSA (Scholz, 2013).	26
Figura 2.13 – Unidade de separação PSA (VUT, 2012).	26
Figura 2.14 – Sistema de membrana utilizados em diferentes processos energéticos (He, 2012).	28
Figura 2.15 – Esquema da separação de gases por membrana (Scholes, 2008).	28
Figura 2.16 – As fases da produção do biometano, até à injeção na rede (Scholz, 2013).	29
Figura 2.17 – Elementos da cadeia de produção de biometano com CCS (Koorneef, 2013).	30
Figura 3.1 – Produção de energia primária de biogás na União Europeia, em 2011, em ktep (EurObserv'ER, 2012).	36
Figura 3.2 – Produção total de eletricidade na União Europeia a 27, entre 2007 e 2011 (EurObserv'ER, 2012).	37
Figura 3.3 – Tendência atual da produção elétrica a partir de biogás em relação aos PNAERs dos países membros da União	



Europeia a 27 (EurObserv'ER, 2012).....	37
Figura 3.4 – Capacidade instalada de produção de biometano e número de unidades na Alemanha (Crossborder Bioenergy, 2012). ....	39
Figura 3.5 – Alguns mecanismos de incentivo em vigor nos principais países europeus produtores de biogás e biometano (GreeGas Grids, 2013).....	41
Figura 4.1 – Total anual de energia primária produzida a partir de biogás em Portugal, por setor (EurObserv'ER, 2013).....	43
Figura 4.2 – Peso de cada uma das parcelas no total da remuneração. ....	52
Figura 4.3 – Variação da tarifa com a $ECR_m$ .....	53
Figura 5.1 – Evolução do preço do Barril de Brent ao longo do último ano (TitiTudorancea, 2013).....	56
Figura 5.2 – Comportamento da $VRD_{biometano}$ em função dos fatores $Z_1$ e $Z_2$ . ....	59
Figura 6.1 – CDA do Ecoparque da Abrunheira (fonte: <a href="http://www.tratolixo.pt">http://www.tratolixo.pt</a> ).....	62
Figura 6.2 – Detalhe mensal da produção de biogás e venda de eletricidade (Tratolixo).....	67
Figura 6.3 – Motor gerador a gás (Deutz TBG 620K). ....	68
Figura 6.4 – Esquema do Processo PSA (IEE, 2013).....	77
Figura 6.5 – Esquema do Processo WS (IEE, 2013). ....	78
Figura 6.6 – Esquema do Lavagem com Aminas (IEE, 2013). ....	79
Figura 6.7 – Esquema da separação como membrana (IEE, 2013). ....	81
Figura 6.8 – Características económicas das diferentes tecnologias de <i>upgrade</i> , para um caudal de 1 226 Nm <sup>3</sup> /h de biogás. ....	85
Figura 6.9 – Exemplo de uma unidade de produção de biogás com tecnologia de membrana, com capacidade de 300 Nm <sup>3</sup> /h (Kißlegg-Rahmhaus, Alemanha).....	86
Figura 6.10 – Esquema do processo proposto para produção de biometano. ....	88
Figura 6.11 – Localização do Ecoparque da Abrunheira (assinalado com A). ....	90
Figura 6.12 – Comparação da tarifa de remuneração, por kWh injetado na rede.....	91

Figura 6.13 – Comparação do total de energia anual injetada na rede.....	92
Figura 6.14 – Comparação da remuneração total anual. ....	92
Figura 6.15 – Comparação do custo total de investimento. ....	93
Figura 6.16 – Comparação do custo total anual.....	93

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Composição química do biogás, de acordo com o tipo de substrato (fonte: <a href="http://www.biogas-renewable-energy.info">http://www.biogas-renewable-energy.info</a> ). .....	10
Tabela 2.2 – Características físicas do biogás e do Gás Natural (fonte: <a href="http://www.biogas-renewable-energy.info">http://www.biogas-renewable-energy.info</a> ). .....	11
Tabela 2.3 - Potencial de produção de biogás e produção de energia eléctrica, por setor (Ferreira, 2012). .....	11
Tabela 2.4 - Fracções dos RSU Biodegradáveis (Machado, 2009). .....	12
Tabela 2.5 - Taxa de produção de biogás a partir de RSU. ....	12
Tabela 2.6 - Valores de conversão de biogás em função dos resíduos produzidos (Machado, 2009). .....	13
Tabela 2.7 - Impurezas do biogás e suas consequências (Ryckebosch, 2011). .....	14
Tabela 2.8 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de água (Ryckebosch, 2011). .....	15
Tabela 2.9 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de H <sub>2</sub> S (Ryckebosch, 2011). .....	16
Tabela 2.10 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de siloxanos (Ryckebosch, 2011). .....	17
Tabela 2.11 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de CO <sub>2</sub> (Ryckebosch, 2011). .....	18
Tabela 2.12 – Características principais do biogás em bruto e requisitos legais para o GN transportador na rede em Portugal. ....	22
Tabela 2.13 – Evolução do peso da produção de cada tecnologia no total de produção de energia renovável – Portugal Continental (DGEG, 2013). .....	31
Tabela 3.1 – Potencial de produção de biogás, com dados relativos a 2010. ....	33
Tabela 3.2 – Potencial de energia primária, por tipo de recurso, em Terawatt hora (TWh) por ano (Koorneef, 2013). .....	34
Tabela 3.3 – Produção de energia primária de biogás na União Europeia, em 2010 e 2011 (EurObserv'ER, 2012). .....	35

Tabela 4.1 – Coeficiente Z para a geração elétrica a partir de biogás, por vertente de produção (Decreto-Lei 225/2007).....	47
Tabela 5.1 – Coeficiente $Z_1$ (Tipo de resíduo).....	58
Tabela 5.2 – Coeficiente $Z_2$ (Eficiência – Aproveitamento de metano). ....	58
Tabela 6.1 – Principais variáveis do processo de produção de biogás na CDA da Tratolixo.....	66
Tabela 6.2 – Valores mensais do total de biogás produzido e energia elétrica injetada na rede.....	66
Tabela 6.3 – Aproveitamento energético (biogás produzido e energia elétrica injetada na rede).....	67
Tabela 6.4 – Custos de implementação do sistema de cogeração (fonte: Tratolixo). ....	69
Tabela 6.5 – Gamas da composição do biogás (fonte: <a href="http://www.biogas-renewable-energy.info">http://www.biogas-renewable-energy.info</a> ) .....	70
Tabela 6.6 – Proposta de definição de parâmetros admissíveis para o biometano injetável na rede na composição do biogás (GreenGas Grids, 2013).....	72
Tabela 6.7 – Parâmetros admissíveis do Gás Natural transportado em Portugal (ERSE, 2013).....	73
Tabela 6.8 – Características económicas das diferentes tecnologias de <i>upgrade</i> .....	84

# Lista de Siglas e Acrónimos

CE	Conselho Europeu
DA	Digestão Anaeróbia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETAR	Estação de Tratamento de Águas Residuais
FER	Fontes de Energia Renováveis
GEE	Gases do Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RUB	Resíduos Urbanos Biodegradáveis
UE	União Europeia

# Capítulo 1

## Introdução e Objetivo

Neste capítulo será feita uma breve introdução relativa ao tema selecionado, justificando a sua escolha, e enquadrando-o na perspectiva energética e ambiental nacional. Serão também identificados os objetivos que se pretendem atingir com o presente trabalho.

## 1.1. Introdução

As alterações climáticas e a dependência energética são atualmente dois grandes problemas que afetam não só Portugal como praticamente todo o mundo. A preocupação crescente com o agravamento do fenómeno climático ao longo das últimas décadas, e a sua relação direta com a emissão de Gases com Efeito de Estufa (GEE), determinou a assinatura do protocolo de Quioto, em 1997, o qual definiu metas para a redução das emissões deste tipo de gases. Estas metas estabeleceram uma redução em média de pelo menos 5% em relação às emissões de 1990, em cada país, devendo esta redução ser cumprida no período de 2008 a 2012. No âmbito da União Europeia (UE), em 1997, o Conselho Europeu fez uma proposta ambiciosa aos estados membros para que fosse colocada uma meta de 12% de energia produzida a partir de fontes renováveis até 2010. O novo pacote de medidas (Diretiva 2009/28/CE) propõe um compromisso de redução mínima de 20% até 2020, tendo como principais objetivos o aumento da utilização de energias renováveis para no mínimo 20% da produção energética total (Ferreira, 2012).

A utilização de fontes renováveis de energia permite não só reduzir as emissões de GEE, como também reduzir a dependência energética de fontes externas. Para além disso, a instabilidade política nos principais países produtores de petróleo tem provocado constantes oscilações nos mercados de petróleo e Gás Natural, as quais são refletidas nos preços dos seus derivados. Apesar do aumento de produção energética a partir de fontes renováveis nos últimos anos, em 2010 Portugal era ainda assim o 9º país da UE (a 27 países) com maior dependência das importações de energia externa (Eurostat, 2012).

Um dos grandes problemas ambientais da atualidade é a produção crescente de resíduos orgânicos, estando este também associado à emissão de GEE. Em muitos países, a gestão sustentada de resíduos, assim como a sua prevenção, tornou-se numa prioridade política, representando uma parcela importante dos esforços comuns no sentido de reduzir a poluição e a emissão de GEE. O despejo não controlado de resíduos já não é aceitável atualmente e até mesmo aterros controlados e incineração de resíduos orgânicos já não são consideradas práticas ótimas, tendo em conta a exigência crescente das normas ambientais.

A implementação do biogás como fonte de energia renovável apresenta um triplo papel positivo, nomeadamente: diminuição da dependência energética, resposta à gestão e tratamento de resíduos, e redução da emissão de GEE, visto que o metano tem um efeito como GEE cerca de 25 vezes superior ao CO<sub>2</sub> (Ferreira, 2012). Este aproveitamento pode ser ainda otimizado, aplicando tecnologias de separação de gases, permitindo assim separar o metano do dióxido de carbono e outras impurezas. Deste modo, o biogás resultante (designado por biometano) pode ser compatibilizado com o Gás Natural em qualquer uma das suas aplicações comuns. Este processo permite também proceder à captura do CO<sub>2</sub>, reduzido ainda mais a

emissão de GEE.

Em Portugal, no campo das energias renováveis existem já várias tecnologias de produção energética, tais como: hídrica, eólica, solar ou a geotérmica. No entanto, a produção de biometano é inexistente, em grande parte devido à falta de regulamentação e apoio governamental a este setor.

O Decreto-lei nº 62/2006 de 21 de março transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva nº 2003/30/CE onde são definidas as metas indicativas para a parcela de energia renovável no setor dos transportes, e que eram de 5,75% em 2010 e 10% em 2020. Atualmente, a aposta nos biocombustíveis (Bioetanol, Biodiesel) está a revelar-se escassa para o cumprimento destas metas (DGEG, 2012). Também aqui o biometano poderá ter um papel importante, contribuindo para a quota de biocombustíveis utilizados em veículos.

Existe, assim, um grande potencial para aplicação desta tecnologia, que pode ser adaptada a diferentes setores de atividade, tais como: transportes, produção de energia elétrica ou injeção na rede de distribuição de Gás Natural.

## **1.2. Objetivo**

O grande desafio desta tecnologia prende-se com o desenvolvimento de unidades produtivas, energeticamente eficientes e ambientalmente eficazes, e que sejam ao mesmo tempo economicamente sustentáveis. Neste balanço, o Governo tem um papel fundamental, na implementação das diretivas europeias e na definição de uma política de incentivos claros, tanto aos produtores como aos consumidores.

Este trabalho tem como objetivo estudar os vários fatores técnicos e económicos da implementação da produção de biometano para injeção na rede de Gás Natural, específicos do caso Português, tomando como exemplo prático uma infraestrutura que já é produtora de biogás, através da digestão anaeróbica de resíduos orgânicos.

Será proposta uma metodologia para a remuneração do biometano injetado na rede de Gás Natural, inexistente em Portugal. Posteriormente, e com base nesta remuneração, será feita uma comparação entre dois métodos de valorização do biogás: a atual produção de energia elétrica e o potencial de produção de biometano. A instalação em estudo é a Central de Digestão Anaeróbia da Abrunheira, propriedade da Tratolixo, e a sua escolha deve-se ao facto de ser a maior unidade de digestão anaeróbia existente no país.



# Capítulo 2

## Revisão Bibliográfica

O processo de revisão bibliográfica é uma questão vital para um trabalho de investigação e desenvolvimento, trazendo, a quem executa o projeto de pesquisa, o conhecimento necessário para a compreensão das questões em estudo, fornecendo informação consolidada acerca do universo em questão.

A presente revisão bibliográfica envolveu a consulta a artigos publicados em revistas científicas, teses, dissertações e outras publicações que abordam o tema selecionado.

## 2.1. O Biogás

O biogás é um biocombustível com grande potencial de aplicação, podendo inclusive ter um papel importante no incremento da parcela de energia renovável utilizada no setor dos transportes. O biogás tem excelentes propriedades de combustão, podendo ser utilizado como combustível para veículos, tal como para a produção de energia elétrica e calor.

Na figura 2.1 é esquematizado o sistema de produção de biogás a partir de resíduos domésticos, através de Digestão Anaeróbica (DA), e suas potenciais aplicações.

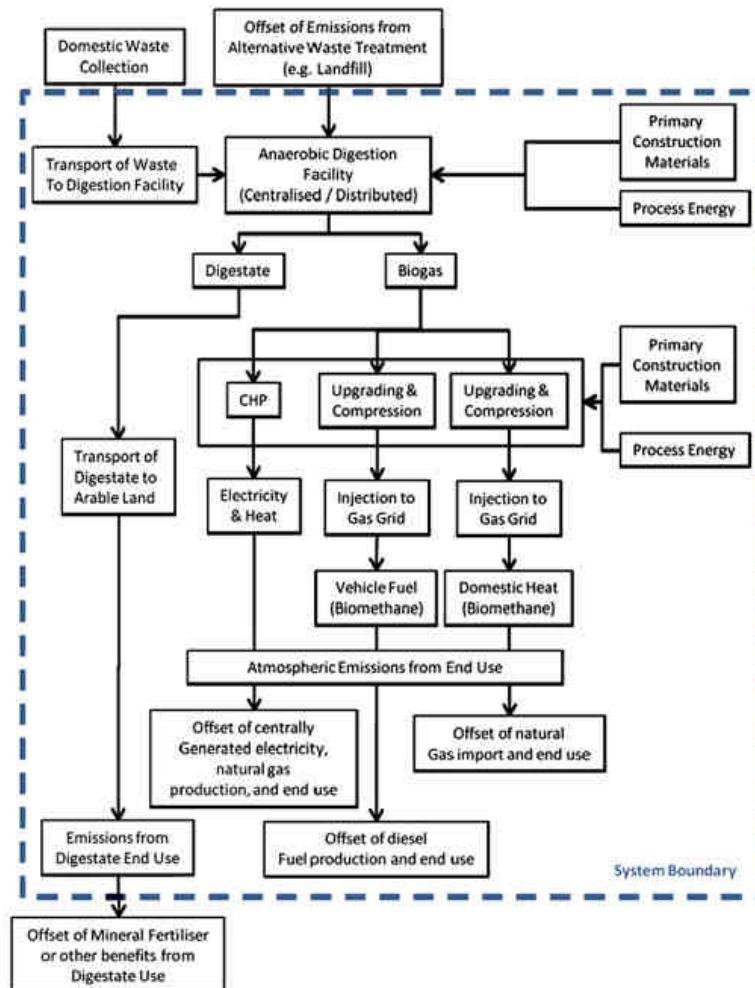


Figura 2.1 - Sistema de produção de biogás e suas aplicações (Patterson, 2011).

Segundo Mohseni (2011), existem vários métodos para a produção de biogás, sendo classificados em processos de primeira, segunda e terceira geração. Os métodos representativos de cada uma das gerações são, respetivamente, a digestão anaeróbia, a gasificação, e o metano sintetizado a partir de dióxido de carbono e hidrogénio. De todos estes métodos, a digestão anaeróbia é o método utilizado na grande maioria dos processos de produção de biogás existentes atualmente.

### 2.1.1. Digestão Anaeróbia

Existem diversos tipos de resíduos, resultantes da atividade humana/industrial ou resíduos florestais, que são passíveis de ser utilizados como recurso para produção de biogás. Estes resíduos são geralmente denominados de biorresíduos e podem ser quaisquer materiais passíveis de ser decompostos por ação biológica. Estes biorresíduos são decompostos sob a ação de bactérias metanogénicas (produtoras de metano), produzindo biogás em maior ou menor quantidade, em virtude das diversas variáveis do processo. Assim, a produção pode ser realizada em diferentes ambientes, tais como: aterros, estações de tratamento de águas residuais ou outros digestores de resíduos orgânicos, através da Digestão Anaeróbica (DA) da matéria orgânica.

De acordo com Monnet (2003), a matéria que será sujeita à DA tem inicialmente que sofrer várias fases de pré-tratamento, que poderão variar consoante a natureza da mesma. Os tipos de pré-tratamento podem ser: mecânicos (moagem), químicos (aditivação) ou térmicos (higienização). O pré-tratamento tem como objetivo tornar o substrato mais suscetível à degradação e ao mesmo tempo eliminar substâncias contaminantes, como por exemplo plásticos ou vidro, como referido também por Mohseni (2011). A DA consiste numa série de reações complexas nas quais o substrato é degradado em três fases principais: hidrólise, acidogénese e metanogénese (Molino, 2012). A figura 2.2 representa o esquema do processo de DA.

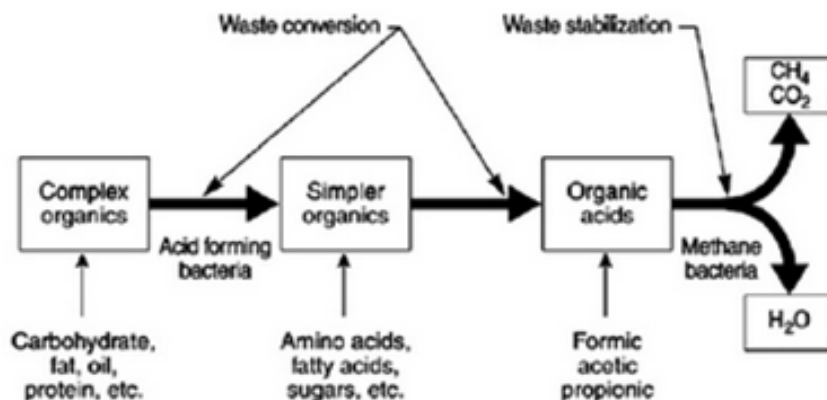


Figura 2.2 – Esquema do Processo de Digestão Anaeróbica (Molino, 2012).

Segundo Monnet (2003), durante a hidrólise, as enzimas decompõem o substrato orgânico. Na fase de acidogénese são formados produtos intermédios. Na fase final (metanogénese) são transformados em metano e dióxido de carbono. Consequentemente, os dois produtos finais da DA são o dióxido de carbono e o metano. No entanto existem também alguns outros componentes presentes em menores quantidades (por exemplo: ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S), amónia e vapor de água). A razão entre o metano e o dióxido de carbono depende do tipo de substrato e do processo utilizado, mas tipicamente o teor de metano do produto final

encontra-se entre os 50% e os 60%, sendo o restante maioritariamente dióxido de carbono. Os restantes resíduos deste processo são fundamentalmente a fração sólida, designada por digestato, e água residual (águas lixiviadas, muitas vezes consideradas como resíduos perigosos).

O local onde se desenrolam as reações referidas denomina-se digestor (fig. 2.3). Existem processos de digestão contínuos e descontínuos, conforme a fonte de matéria orgânica que é utilizada para a produção.

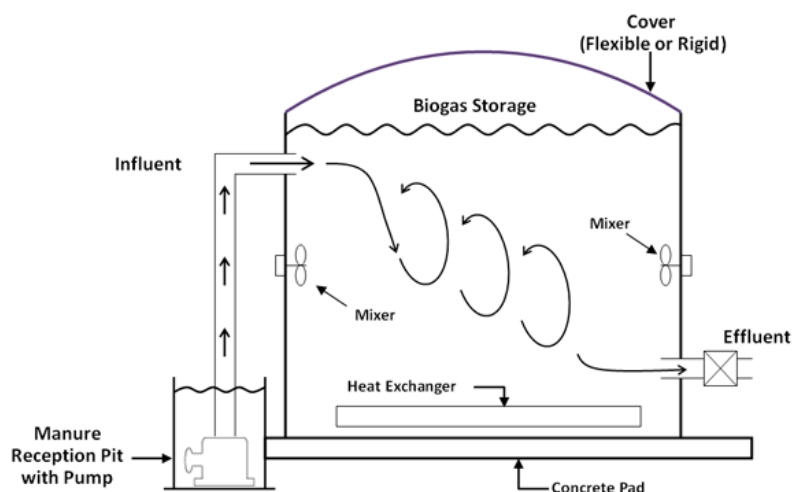


Figura 2.3 – Esquema Genérico de um Digestor Anaeróbio (EPA, 2014).

González-González (2013) demonstra claramente que o processo de DA é uma técnica eficiente para o tratamento de resíduos orgânicos húmidos, podendo reduzir a carga poluente em mais de 60%. O processo também evita a emissão de GEE, que derivariam da sua degradação natural, de uma média de 0,30 toneladas equivalentes de dióxido de carbono, por tonelada de resíduos tratados.

#### 2.1.1.1. CONDIÇÕES E VARIÁVEIS QUE INFLUENCIAM A DA

De acordo com Monnet (2003) existem diversas condições e variáveis que devem ser considerados para otimizar a digestão dos componentes orgânicos. Os parâmetros operativos do digestor devem ser controlados de modo a que a atividade microbiana seja ótima, e deste modo aumentar a eficiência da AD. Em seguida são enumerados alguns destes parâmetros.

##### a) Conteúdo sólido total

Existem três grupos (intervalos) de conteúdo sólido:

- Baixo (*low solid - LD*) <10%;
- Médio (*médium solid - MD*) 15-20%;
- Alto (*high solid - HD*) – 22-40%;

Com o aumento do conteúdo sólido, o volume de digestor necessário diminui. Segundo Machado (2009), designa-se por digestão húmida o processo em que os resíduos a serem processados apresentam teores de sólidos secos inferiores a 15%. Com teores entre 15 e 40% de sólidos secos, o processo denomina-se digestão seca.

b) Temperatura

A temperatura ótima de digestão pode variar conforme a composição do composto orgânico e o tipo de digestor, mas na maioria dos processos de AD, esta deverá ser mantida relativamente constante para garantir uma taxa de produção de gás estável (Monnet, 2003). Este processo pode ocorrer sobre dois tipos de condições térmicas: mesofílicas ou termofílicas. Esta categorização indica qual o tipo de micro-organismos cujo crescimento é promovido com a temperatura. Existe alguma discussão sobre qual o intervalo de temperaturas que se designa por condições mesofílicas e termofílicas. Para Monnet, (2003) as condições mesofílicas situam-se entre 20-45°C, normalmente a 35°C, e as condições termofílicas entre 50-65°C, normalmente a 55°C. Já segundo Machado (2009), são designadas por mesofílicas sempre que a temperatura se encontra abaixo dos 35°C e termofílicas acima dos 55°C. Por outro lado, para Molino (2013), condições mesofílicas situam-se no intervalo de temperatura entre os 35 e os 37°C, enquanto as condições termofílicas situam-se entre os 55 e os 60°C.

De acordo com Molino (2013), as desvantagens de um digestor de DA termofílica são a reduzida estabilidade do processo e o facto de ser necessário fornecer elevadas quantidades de energia para aquecimento. Por outro lado a destruição térmica de agentes patogénicos é considerada uma grande vantagem. As taxas de hidrólise e de fermentação ligeiramente mais altas, que se verificam em condições termofílicas, não levam à obtenção de maiores teores de metano. Não foi verificada nenhuma variação significativa na produção total de metano a partir de matéria orgânica para fermentação no intervalo de temperaturas entre os 30 e os 60°C (Molino, 2013).

c) Tempo de retenção

O tempo de retenção é o tempo necessário para garantir que ocorre a degradação completa da matéria orgânica. Este tempo de retenção varia com os parâmetros do processo, tais como a temperatura e a composição dos resíduos. Para um digestor mesofílico, o tempo médio de retenção situa-se entre os 15 e os 30 dias, enquanto para um digestor termofílico o tempo médio de retenção situa-se entre os 12 a 14 dias (Monnet, 2003).

d) pH

Os valores ótimos de pH para os estágios de acidogénese e metanogénese são diferentes. Durante a acidogénese, os ácidos acético, láctico e propiónico são formados e o conseqüentemente o pH diminui. Um pH baixo pode inibir a acidogénese e um pH abaixo de 6,4 pode tornar-se tóxico para as bactérias metanogénicas (o intervalo ótimo para a metanogénese é de entre os 6,6 e os 7). Um intervalo ótimo de pH situa-se entre os 6,5 e os 7,2 (Monnet, 2003).

e) Rácio Carbono para Azoto

A relação entre a quantidade de azoto e carbono presente em matérias orgânicas é representado pelo ratio C:N. O ratio C:N ótimo em digestores anaeróbicos situa-se entre os 20 e os 30. Um rácio C:N alto é indicador de um rápido consumo de azoto pelos metanogénicos e resulta numa produção de gás mais baixa. Por outro lado, um rácio C:N mais baixo provoca a acumulação de amónia e em valores de pH que excedem os 8,5, tóxico para as bactérias metanogénicas. O rácio C:N ótimo pode ser alcançado misturando diferentes tipos de resíduos, com rácios de C:N diferentes, por exemplo, misturando resíduos sólidos com resíduos líquidos (Monnet, 2003).

f) Mistura

A mistura no interior do digestor melhora o contacto entre os microrganismos e o substrato, e melhora também a obtenção de nutrientes pela população bacteriana. A mistura pode também prevenir a formação de escória e o desenvolvimento de gradientes de temperatura dentro do digestor. No entanto, a mistura excessiva pode perturbar os microrganismos, pelo que é preferida uma mistura lenta. No caso da codigestão, deverão ser misturados diferentes tipos de resíduos antes de entrarem no digestor, de modo a assegurar a homogeneidade suficiente (Monnet, 2003).

g) Taxa de Carga Orgânica (OLR)

A taxa de carga orgânica é uma medida da capacidade de conversão biológica do sistema de DA. Alimentar o sistema acima da sua OLR sustentável, resulta numa produção de biogás reduzida devido à acumulação de substâncias inibidoras no digestor. Sob estas circunstâncias, a taxa de alimentação do sistema deve ser reduzida. A OLR é um parâmetro de controlo particularmente importante em sistemas contínuos. É expresso em kg *Chemical Oxygen*

*Demand* (COD) ou Sólidos Voláteis por metro cúbico de reator. Está relacionado com o tempo de retenção e o volume do reator anaeróbio (Monnet, 2013).

A DA é à partida uma forma sustentável de tratar resíduos biodegradáveis, pois os seus subprodutos são valorizáveis (o digestato e o biogás). Contudo, para obter o máximo valor destes produtos é necessário que estes sejam sujeitos a novos processamentos. Dependendo do objetivo projetado para a DA, os fatores chave do processo serão diferentes. Para maximizar a produção de biogás, o fator chave será o conteúdo sólido total.

Paralelamente aos resíduos mais típicos utilizados para processamento através de DA, nalguns países foram já introduzidas plantações para a produção específica de biogás. Este tipo de plantações continua a ser alvo de investigação no sentido de aumentar cada vez mais a sua produtividade, com a implementação de novas técnicas agrícolas.

### 2.1.2. A Composição do Biogás

A composição do biogás depende em grande parte do tipo de resíduos digeridos e das características específicas do digestor. A tabela 2.1 apresenta as composições químicas típicas para o biogás proveniente de diferentes substratos.

Tabela 2.1 – Composição química do biogás, de acordo com o tipo de substrato (fonte: <http://www.biogas-renewable-energy.info>).

Components	Household waste	Wastewater treatment plants sludge	Agricultural waste	Waste of agrifood industry
CH <sub>4</sub> % vol	50-60	60-75	60-75	68
CO <sub>2</sub> % vol	38-34	33-19	33-19	26
N <sub>2</sub> % vol	5-0	1-0	1-0	-
O <sub>2</sub> % vol	1-0	< 0,5	< 0,5	-
H <sub>2</sub> O % vol	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)	6 (à 40 ° C)
Total % vol	100	100	100	100
H <sub>2</sub> S mg/m <sup>3</sup>	100 - 900	1000 - 4000	3000 - 10 000	400
NH <sub>3</sub> mg/m <sup>3</sup>	-	-	50 - 100	-
Aromatic mg/m <sup>3</sup>	0 - 200	-	-	-
Organochlorinated or organofluorated mg/m <sup>3</sup>	100-800	-	-	

As características físicas do biogás, consequentemente, variam com a sua composição química. A tabela 2.2. resume as suas principais características e efetua a sua comparação com o Gás Natural (GN).

Tabela 2.2 – Características físicas do biogás e do Gás Natural (fonte: <http://www.biogas-renewable-energy.info>).

Types of gas	Biogas 1 Household waste	Biogas 2 Agrifood industry	Natural gas
Composition	60% CH <sub>4</sub> 33 % CO <sub>2</sub> 1% N <sub>2</sub> 0% O <sub>2</sub> 6% H <sub>2</sub> O	68% CH <sub>4</sub> 26 % CO <sub>2</sub> 1% N <sub>2</sub> 0% O <sub>2</sub> 5 % H <sub>2</sub> O	97,0% CH <sub>4</sub> 2,2% C <sub>2</sub> 0,3% C <sub>3</sub> 0,1% C <sub>4</sub> + 0,4% N <sub>2</sub>
PCS kWh/m <sup>3</sup>	6,6	7,5	11,3
PCI kWh/m <sup>3</sup>	6,0	6,8	10,3
Density	0,93	0,85	0,57
Mass (kg/m <sup>3</sup> )	1,21	1,11	0,73
Index of Wobbe	6,9	8,1	14,9

### 2.1.3. Potencial de Produção Nacional

De acordo com Ferreira (2012), em Portugal, a aplicação desta tecnologia encontra-se ainda bastante distante dos níveis verificados nos países mais desenvolvidos da União Europeia. No entanto, existe um potencial bastante elevado para o seu aproveitamento, especialmente em três setores de atividade: Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) e Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), indústria pecuária e indústria agroalimentar. A tabela 2.3 indica os valores potencial de produção de biogás e produção de energia elétrica em cada um destes setores.

Tabela 2.3 - Potencial de produção de biogás e produção de energia eléctrica, por setor (Ferreira, 2012).

	Biogás (Mm <sup>3</sup> /ano)	Energia eléctrica e térmica (GWh/ano)
<b>Resíduos Municipais</b>		
RSU (fração orgânica)	402.92	2256.352
Lamas de ETAR	70.6	395.36
<b>Total</b>	<b>473.52</b>	<b>2651.712</b>
<b>Indústria Pecuária</b>		
Bovinos	258.12	1445.472
Suínos	48.44	271.264
Galináceos	44.8	250.88
<b>Total</b>	<b>351.36</b>	<b>1967.616</b>
<b>Indústria Agroalimentar</b>		
Lacticínios	26.1	146.16
Fermentos	7.6	42.56
Matadouros	4.5	25.2
Cerveja	3.8	21.28
Vinho	1.3	7.28
<b>Total</b>	<b>48.2</b>	<b>269.92</b>
<b>Total Global</b>	<b>873.08</b>	<b>4889.248</b>



### 2.1.3.1. RSU E ETAR

Este é o setor com maior importância e com maior potencial de produção de biogás, de acordo com Ferreira (2012). Segundo Machado (2009), os RSU que são armazenados em aterro são, em média, constituídos por 56% de matéria orgânica. Os RSU são classificados em dois tipos: resíduos rapidamente degradáveis (RRD) e resíduos lentamente degradáveis (RLD), cujas frações médias são representadas na tabela 2.4 (Machado, 2009).

Tabela 2.4 - Frações dos RSU Biodegradáveis (Machado, 2009).

	Matéria Fresca (%)	Humidade (%)	Matéria Seca (%)
<b>Resíduos Rapidamente Degradáveis (RRD)</b>			
Materiais Fermentáveis	27,8	70	8,34
Papel e Cartão	17,3	5,5	16,3
Verdes (60%)	5,58	60	2,2
Outros (50%)	2,5	6	2,4
<b>Resíduos Lentamente Degradáveis (RLD)</b>			
Madeira	1	20	0,8
Têxteis	8,7	10	7,8
Finos (60%)	7,8	15	6,6
Verdes (40%)	3,72	60	1,5

A taxa de produção de biogás a partir dos RSU pode ser calculada efetuando um balanço dos componentes e da sua constituição química (tabela 2.5), onde os valores máximos de produção em condições ótimas funcionamento (e supondo uma conversão completa da matéria orgânica) são os seguintes:

Tabela 2.5 - Taxa de produção de biogás a partir de RSU.

Componentes	Produção (Nm <sup>3</sup> /kg <sub>RSU</sub> )				
	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>	Biogás Total
<b>RRD</b>	0,1371	0,1231	0,0006	0,0027	0,2635
<b>RLD</b>	0,1274	0,0799	0,0004	0,0043	0,2121
<b>RSU</b>	0,2876	0,1800	0,0010	0,0070	0,4756

Machado (2009) refere que as lamas de ETAR são outra fonte importante de matéria orgânica, sendo a sua produção anual, a nível europeu, cerca de duas vezes superior à dos RSU. Dada a tendência para a centralização deste tipo de infraestrutura de tratamento de resíduos, a importância deste segmento tem tendência a crescer, segundo Ferreira (2012). As características destas lamas estão relacionadas com o tipo de tratamento a que as águas residuais são sujeitas e à própria origem das águas. A estimativa de produção média de lamas de ETAR é de 25 a 30 kg de sólidos totais por habitante/ano (Machado, 2009).

De acordo com Ferreira (2012), este setor (RSU e ETAR) representa o maior potencial de produção energética nacional (54%).

#### 2.1.3.2. SETOR PECUÁRIO

Em Portugal existe um número elevado de explorações pecuárias, as quais necessitam obrigatoriamente de efetuar o tratamento de resíduos. Os efluentes animais são atualmente responsáveis pela contaminação de águas e solos, e contribuem grandemente para o efeito de estufa, dado o seu elevado teor de CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> (Machado, 2009).

Ferreira (2012) refere que através da utilização do processo de digestão anaeróbica é possível reduzir significativamente estes resíduos, diminuindo em mais de 50% o teor de matéria orgânica dos mesmos. Atualmente, já existem algumas unidades de produção de biogás em explorações pecuárias, que servem na sua maior parte para produzir energia térmica para as instalações (Ferreira, 2012).

Tabela 2.6 - Valores de conversão de biogás em função dos resíduos produzidos (Machado, 2009).

	<b>Biogás</b> (m <sup>3</sup> /ton <sub>resíduos</sub> )
<b>Bovinos</b>	17
<b>Suínos</b>	15,47
<b>Galináceos</b>	71,25
<b>Material de estabulação</b>	189,19

#### 2.1.3.3. SETOR AGRO-ALIMENTAR

Os efluentes da indústria alimentar são maioritariamente compostos por matéria orgânica, logo são suscetíveis de serem processados através da DA. Este tipo de aproveitamento pode ser bastante vantajoso para processos industriais onde já exista necessidade de consumo de GN, podendo este ser substituído pelo biogás gerado pelos resíduos do próprio processo. Da mesma forma é possível reduzir a fatura energética utilizando parte da produção de biogás para geração de energia elétrica.

Ferreira (2012) refere que, ao potencial de produção dos setores referidos na tabela 2.3, corresponde um potencial de produção elétrica de cerca de 2008 GWh/ano, que pode ser significativamente aumentada caso a energia térmica seja recuperada através de cogeração, sendo assim o potencial total 4 889 GWh/ano. A potência atualmente instalada é de 53 MW.

#### 2.1.4. Remoção de Impurezas do Biogás

O biogás tem na sua composição vários componentes que são considerados como impurezas e podem ser nocivos caso não sejam retirados. Na tabela 2.7 são listadas as impurezas mais comuns encontradas no biogás não tratado e as suas possíveis consequências, conforme descrito por Ryckebosch (2011).

Tabela 2.7 - Impurezas do biogás e suas consequências (Ryckebosch, 2011).

Impureza	Impacto
Água	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosão em compressores, tanques de armazenamento e motores, devido à reação com <math>H_2S</math>, <math>NH_3</math> e <math>CO_2</math>, formando ácidos;</li><li>• Acumulação de água nas tubagens;</li><li>• Condensação e/ou congelamento a pressões elevadas;</li></ul>
Poeiras	<ul style="list-style-type: none"><li>• Atascamento devido ao depósito em motores e tanques de armazenamento;</li></ul>
$H_2S$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosão em compressores, tanques de armazenamento e motores;</li><li>• Concentração tóxica de <math>H_2S</math> (<math>&gt;5\text{ cm}^3/\text{m}^3</math>) permanece no biogás;</li><li>• <math>SO_2</math> e <math>SO_3</math> são formados aquando da combustão, os quais são mais tóxicos que o <math>H_2S</math> e em conjunto água provocam corrosão;</li></ul>
$CO_2$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Afeta o poder calorífico inferior;</li></ul>
Siloxanos	<ul style="list-style-type: none"><li>• Formação de <math>SiO_2</math> e micro cristais de quartzo durante a combustão;</li><li>• Depósito em velas de ignição, válvulas e cabeças de cilindro, provocando abrasão nas superfícies;</li></ul>
$NH_3$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosivo quando dissolvido em água;</li></ul>
$Cl^-$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosão em motores de combustão;</li></ul>
$F^-$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosão em motores de combustão;</li></ul>

Para remoção das impurezas referidas na tabela 2.7 existem diversos processos, os quais são selecionados de acordo com a qualidade do biogás bruto e dos valores finais que são pretendidos e, obviamente, também de acordo com fatores económicos e processuais.

Em seguida são referidas as técnicas mais comuns para remoção de algumas destas impurezas, dando-se maior ênfase ao processo de remoção de  $CO_2$ , que é a impureza em maior quantidade no biogás bruto (entre 25 – 60%), e da qual irá depender em grande parte o aumento do poder calorífico do gás, de acordo com o descrito por Ryckebosch (2011). De referir também que alguns processos de limpeza permitem a remoção de mais que um elemento na mesma operação.

#### 2.1.4.1. REMOÇÃO DE ÁGUA

O limite de teor de água para o GN da rede de transporte ronda os 100 mg/m<sup>3</sup> e para Gás Natural Comprimido (GNC) utilizado em veículos está definido um valor de ponto de orvalho de 10°C abaixo da temperatura média de Inverno da área geográfica para onde o veículo foi projetado. Genericamente, os processos de remoção de água são baseados na separação física de água condensada ou na secagem química (Ryckebosch, 2011).

Tabela 2.8 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de água (Ryckebosch, 2011).

Method	Advantages	Disadvantages
Condensation method	Higher HC's dust and oil are removed	Atmospheric pressure: dew point minimum 1 °C
Demister	Simple techniques	Gas at higher pressure to reach lower dew point
Cyclone	Often used as pretreatment before other techniques	(minimal -18 °C) but freezing can occur
Moister trap		
Water taps		
Adsorption dryer	High removal: dew point -10 till -20 °C	More expensive investment : pressure 6-10 bar
Silica	Low operational cost	Dust and oil need to be removed in advance
Aluminum	Regeneration possible	
Absorption with glycol	High removal: dew point -5 till -15 °C	More expensive investment: high pressure and 200 °C for regeneration
	Higher HC's and dust are removed	Higher gas volumes (>500 m <sup>3</sup> /h) to be economical
	Not toxic or dangerous	No regeneration done
Absorption with hygroscopic salts	High removal efficiency	
	Not toxic or dangerous	

#### 2.1.4.1. REMOÇÃO DE H<sub>2</sub>S

Devido ao dano que o H<sub>2</sub>S pode causar em tubagens e motores, é necessário removê-lo numa fase inicial do processo. Esta remoção pode ser efetuada durante o processo de DA ou depois do mesmo (Ryckebosch, 2011).

Tabela 2.9 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de H<sub>2</sub>S (Ryckebosch, 2011).

Method	Advantages	Disadvantages
Biological with O <sub>2</sub> /air (in filter/scrubber/digester)	Cheap investment and exploitation: low electricity and heat requirements, no extra chemicals or equipment required Simple operation and maintenance	Concentration H <sub>2</sub> S still high (100–300 cm <sup>3</sup> m <sup>-3</sup> ) Excess O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> in biogas implies difficult upgrading or additional cleaning Overdosing air results in explosive mixture
FeCl <sub>3</sub> /FeCl <sub>2</sub> /FeSO <sub>4</sub> (in digester)	Cheap investment: storage tank and dosing pump Low electricity and heat requirements Simple operation and maintenance Compact technique H <sub>2</sub> S not in biogas wire No air in biogas	Low efficiency (100–150 cm <sup>3</sup> m <sup>-3</sup> ) Expensive operation (iron salt) Changes in pH/temp not beneficial for the digestion process Correct dosing is difficult
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /Fe(OH) <sub>3</sub> -bed Rust steel wool impregnated wood chips or pellets	High removal efficiency: >99 % Mercaptanes are also captured Cheap investment Simple	Sensitive for water Expensive operation costs, Regeneration is exothermic: risk of ignition of chips Reaction surface reduced each cycle Released dust can be toxic
Absorption in water	H <sub>2</sub> S <15 cm <sup>3</sup> m <sup>-3</sup> Cheap when water is available (not regenerative) CO <sub>2</sub> is also removed	Expensive operation: high pressure, low temperature Difficult technique Clogging of the absorption column possible
Chemical absorption NaOH FeCl <sub>3</sub>	Low electricity requirement Smaller volume, less pumping, smaller vessels (compared to absorption in H <sub>2</sub> O) Low CH <sub>4</sub> losses	Expensive investment & operation More difficult technique Not regenerative
Chemical absorption Fe(OH) <sub>3</sub> Fe-EDTA Cooab <sup>TM</sup>	High removal efficiency: 95–100 % Cheap operation Small volume required Regenerative Low CH <sub>4</sub> losses	Difficult technique Regeneration through oxygenation CO <sub>2</sub> → H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (using EDTA) leads to precipitation Build up of thiosulfates from chelates + H <sub>2</sub> S (using EDTA)
Membranes	Removal of >98 % is possible CO <sub>2</sub> is also removed	Expensive operation and maintenance Complex
Biological filter	High removal possible: >97 % Low operational cost	Extra H <sub>2</sub> S-treatment to reach pipeline quality O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> in biogas implies difficult and additional upgrading steps
Adsorption on activated carbon (impregnated with KI 1–5 %)	High efficiency (H <sub>2</sub> S <3 cm <sup>3</sup> m <sup>-3</sup> ) High purification rate Low operation temperature Compact technique High loading capacity	Expensive investment and operation CH <sub>4</sub> losses H <sub>2</sub> O and O <sub>2</sub> needed to remove H <sub>2</sub> S H <sub>2</sub> O can occupy the binding places of H <sub>2</sub> S Regeneration at 450 °C Residue present till 850 °C

#### 2.1.4.2. REMOÇÃO DE SILOXANOS (COMPONENTES DE SILÍCIO ORGÂNICO)

A remoção destes componentes é necessária sobretudo para gás proveniente de aterros e/ou de resíduos urbanos, pois aqui estão presentes em quantidades significativas (entre 1 e 400 mg/m<sup>3</sup>). Estes causam danos severos em motores (Ryckebosch, 2011). Durante a combustão, são oxidados para óxido de silício e consequentemente podem depositar micro cristais de quartzo nas câmaras de combustão, velas de ignição, válvulas, etc., provocando desgaste por abrasão. Os fabricantes de motores indicam como valores máximos de siloxanos no biogás os 0,03 mg/m<sup>3</sup> (Microturbinas Capstone) até 28 mg/m<sup>3</sup> (Caterpillar) (Ryckebosch, 2011).

Tabela 2.10 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de siloxanos (Ryckebosch, 2011).

Method	Advantages	Disadvantages
Absorption with organic solvents	High removal efficiency (97%)	Complete removal not possible
Absorption in strong acid	High removal efficiency (<95%)	Corrosion
		Environmental issues
		Hazardous chemicals
Absorption in strong base	n.d. <sup>a</sup>	Corrosion
		CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> precipitation
		Hazardous chemicals
Adsorption on silicagel	High removal efficiency (<95%)	High pressure needed
	Higher removal capacity vs activated carbon (50% extra)	Moisture decreases efficiency
	Regeneration possible (95% desorption at 250 °C)	
Adsorption on activated carbon	High removal efficiency (95%)	High pressure needed (higher adsorption capacity)
	Regeneration possible (desorption < desorption with silicagel at 250 °C)	Moisture decreases removal efficiency
Cryogenic separation	High removal efficiency (99.3% at -70 °C)	Expensive investment and operation (high pressure and low temperature)
	Removal of several impurities	
<sup>a</sup> not used due to CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> precipitation.		

#### 2.1.4.3. REMOÇÃO CO<sub>2</sub>

De acordo com Silva (2009) existe uma variedade de processos que podem ser utilizados para remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S simultaneamente. Estes podem incluir a absorção química ou física, a adsorção numa superfície sólida, separação por membrana, separação criogénica e conversão química. No entanto, a tendência dos últimos anos tem sido a separação por membrana, pois é um processo mais eficiente, tanto em termos económicos como energéticos, quando comparado aos processos convencionais, para além de apresentar uma muito maior flexibilidade na sua utilização (DBFZ, 2012). Neste tipo de separação, o transporte de cada componente acontece por diferença de pressão parcial e pela dependência do componente à permeabilidade do material da membrana. Para o caso do CH<sub>4</sub> com alta pureza, a permeabilidade deve ser elevada. Uma membrana sólida construída de polímeros de acetato–celulose é de 20 e 60 vezes mais permeável para o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, respetivamente, do que para o CH<sub>4</sub>. A pressão requerida pelo processo encontra-se entre os 25 e 40 bar (Silva, 2009).

Segundo Scholes (2008), a utilização de membranas poliméricas tem demonstrado bons resultados, alcançando aumentos na percentagem de CH<sub>4</sub> de misturas com 55-85% para 91-94.4%. Existem no entanto bastantes desenvolvimentos a realizar nesta área, de modo a otimizar todo o processo e minimizar as perdas de CH<sub>4</sub>. Dado que estas membranas efetuam a separação do CO<sub>2</sub>, esta captura pode ser também aproveitada para valorização no processo industrial onde está instalada.

Tabela 2.11 - Vantagens e desvantagens de técnicas de remoção de CO<sub>2</sub> (Ryckebosch, 2011).

Method	Advantages	Disadvantages
Absorption with water	High efficiency (>97% CH <sub>4</sub> ) Simultaneous removal of H <sub>2</sub> S When H <sub>2</sub> S < 300 cm <sup>3</sup> m <sup>-3</sup> Easy in operation Capacity is adjustable by changing pressure or temperature Regeneration possible Low CH <sub>4</sub> losses (<2%) Tolerant for impurities	Expensive investment Expensive operation Clogging due to bacterial growth Foaming possible Low flexibility toward variation of input gas
Absorption with polyethylene glycol	High efficiency (>97% CH <sub>4</sub> ) Simultaneous removal of organic S components, H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> , HCN and H <sub>2</sub> O Energetic more favorable than water Regenerative Low CH <sub>4</sub> losses	Expensive investment Expensive operation Difficult in operation Incomplete regeneration when stripping/vacuum (boiling required) Reduced operation when dilution of glycol with water
Chemical absorption with amines	High efficiency (>99% CH <sub>4</sub> ) Cheap operation Regenerative More CO <sub>2</sub> dissolved per unit of volume (compared to water) Very low CH <sub>4</sub> losses (<0.1%)	Expensive investment Heat required for regeneration Corrosion Decomposition and poisoning of the amines by O <sub>2</sub> or other chemicals Precipitation of salts Foaming possible
PSA/VSA Carbon molecular sieves Molecular sieves (zeolites) Alumina silicates	Highly efficient (95–98% CH <sub>4</sub> ) H <sub>2</sub> S is removed Low energy use: high pressure, but regenerative Compact technique Also for small capacities Tolerant to impurities	Expensive investment Expensive operation Extensive process control needed CH <sub>4</sub> losses when malfunctioning of valves
Membrane technology Gas/gas Gas/liquid	H <sub>2</sub> S and H <sub>2</sub> O are removed Simple construction Simple operation High reliability Small gas flows treated without proportional increase of costs Gas/gas Removal efficiency: <92% CH <sub>4</sub> (1 step) or > 96% CH <sub>4</sub> H <sub>2</sub> O is removed Gas/liquid Removal efficiency: > 96% CH <sub>4</sub> Cheap investment and operation Pure CO <sub>2</sub> can be obtained	Low membrane selectivity: compromise between purity of CH <sub>4</sub> and amount of upgraded biogas Multiple steps required (modular system) to reach high purity CH <sub>4</sub> losses Little operational experience
Cryogenic separation	90–98% CH <sub>4</sub> can be reached CO <sub>2</sub> and CH <sub>4</sub> in high purity Low extra energy cost to reach liquid biomethane (LBM)	Expensive investment and operation CO <sub>2</sub> can remain in the CH <sub>4</sub>
Biological removal	Removal of H <sub>2</sub> S and CO <sub>2</sub> Enrichment of CH <sub>4</sub> No unwanted end products	Addition of H <sub>2</sub> Experimental – not at large scale

## 2.2. Biometano vs. Biogás

A escolha da transformação do biogás para biometano depende da tecnologia a que se destina o produto final. Segundo Goulding (2012), para a cogeração (produção combinada de calor e energia elétrica) o biogás apresenta-se como a melhor solução, principalmente devido ao facto de não necessitar de mais tratamento, ou seja, é possível utilizar o biogás como combustível neste processo, não sendo rentável o aumento do teor de metano. Este facto diminui também o custo da instalação e tecnologias necessárias.

Para injeção na rede de GN ou utilização veicular, é fundamental o *upgrade* do biogás, devido aos elevados níveis de contaminantes que podem provocar elevada corrosão nos gasodutos ou provocar a destruição de um motor (Goulding, 2012). Porém, este processo requer a implementação de um sistema de limpeza (separação de gases) e posterior compressão do biometano resultante para a pressão requerida pela aplicação final. Este sistema acrescenta um custo de investimento mais elevado a todo o processo.

## 2.3. O Biometano

A produção de biometano apresenta como principal problema a remoção de  $\text{CO}_2$  e de diversos contaminantes que estão presentes no biogás. Estes têm necessariamente que ser removidos para que seja possível obter um produto final que substitua o GN nas suas diversas aplicações.

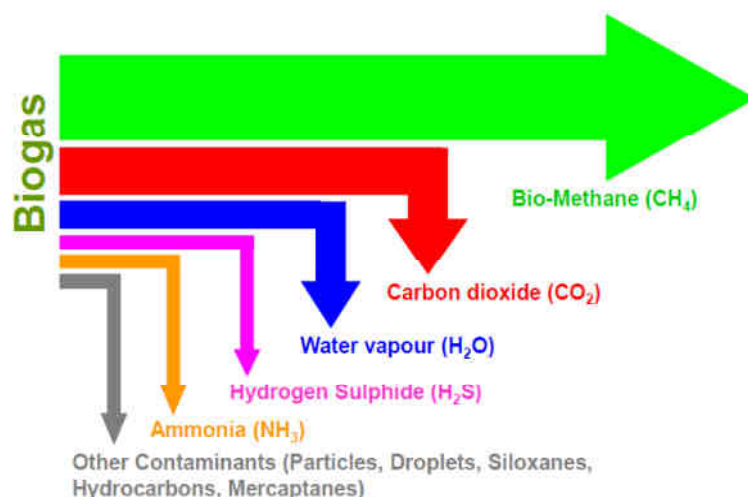


Figura 2.4 – O biogás e os diversos componentes que são necessários remover para obtenção de biometano (Haresek, 2011).

A produção de biometano é atualmente um processo *state-of-the-art* no que diz respeito à separação de gases. Existem diversas tecnologias disponíveis comercialmente que permitem efetuar esta separação, e que são capazes de produzir um gás compatível com o GN, substituindo-o nas suas aplicações (como combustível para veículos ou para injeção na rede de distribuição). Todavia, este processo continua a ser alvo de intensa investigação, no sentido de otimizar as tecnologias existentes e desenvolver novas tecnologias para o *upgrade* do biogás.



Existem já algumas estações de produção de biometano, tanto na Europa como nos Estados Unidos, utilizando tecnologias convencionais, essencialmente adaptadas da indústria química (Scholz, 2013). No entanto, estas apresentam algumas desvantagens, nomeadamente no que diz respeito à dimensão dos equipamentos e ao seu elevado consumo energético. As tecnologias de membrana apresentam-se como uma alternativa aos métodos convencionais, e com várias vantagens relativamente a outras tecnologias, tais como: processo contínuo, baixo consumo energético, e baixo custo da regeneração das membranas (Yi He, 2012).

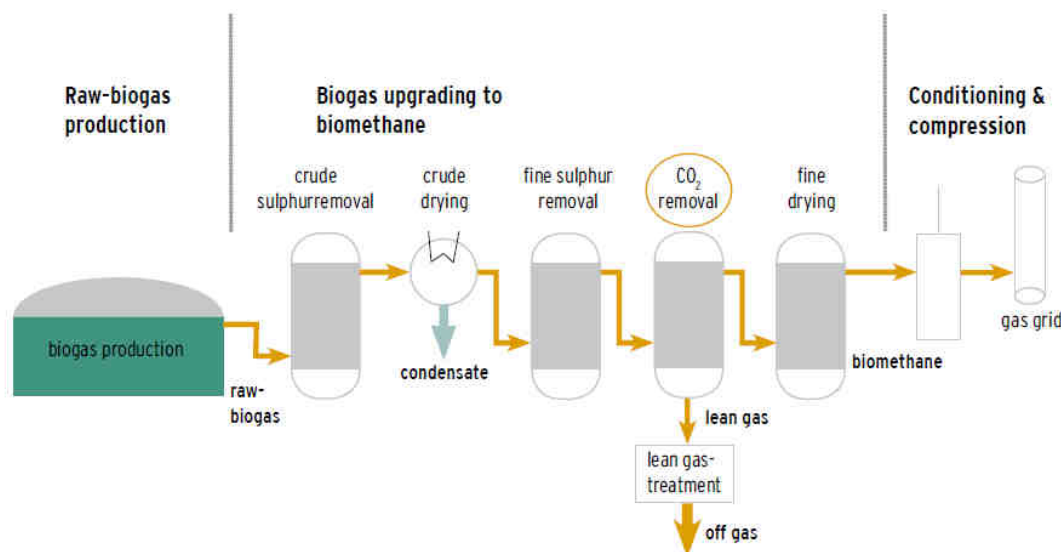


Figura 2.5 – Fases do processo de *upgrade* do biogás para biometano (DBFZ, 2012).

A transformação de biogás em biometano é efetuada através de um tratamento que tem os seguintes objetivos (Ryckebosch, 2011):

- Efetuar a limpeza do gás, onde são removidos componentes residuais que são nocivos para a rede de transporte de distribuição de GN ou para motores de combustão;
- Efetuar o *upgrade*, no qual o  $\text{CO}_2$  é removido para ajustar o Poder Calorífico Superior (PCS) e a densidade relativa, de modo a que se atinjam as especificações de Índice de Wobbe (o qual depende destes dois parâmetros).

Após esta transformação, o produto final (designado por biometano) apresentará na sua composição valores entre os 95 – 97%  $\text{CH}_4$  e 1 – 3%  $\text{CO}_2$ . Atingida esta composição, o biometano pode assim ser utilizado como substituto do GN na maioria das suas aplicações.

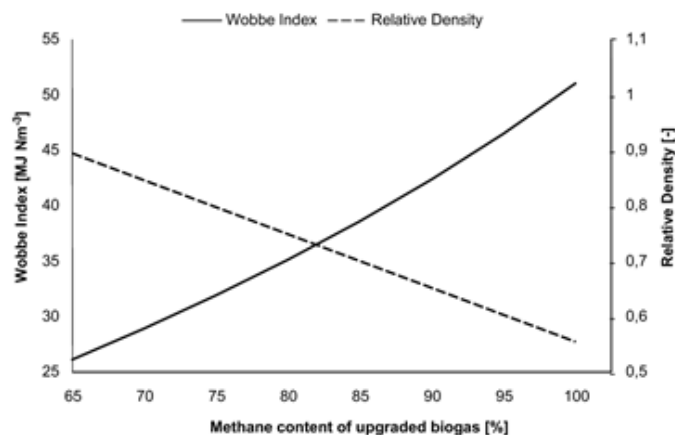


Figura 2.6 – Índice de Wobbe e a densidade relativa, em função da percentagem de CH<sub>4</sub> no gás (Ryckebosch, 2011).

### 2.3.1. Separação de Gases

Como já referido, o processo de *upgrade* do biogás tem como objetivo um produto final com determinadas especificações. Dependendo da fonte de produção do biogás, este processo consiste essencialmente na separação do CO<sub>2</sub> (aumentando assim o poder calorífico e o índice de Wobbe), a secagem do gás, a remoção de componentes residuais como O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, amónia e siloxanos, assim como garantir a pressão necessária para a aplicação posterior do gás.

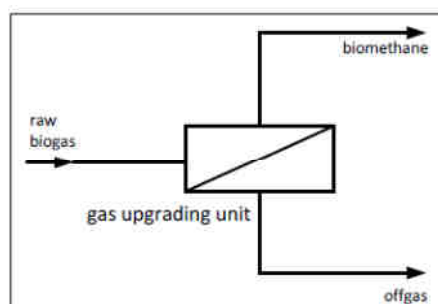


Figura 2.7 – Esquema básico da produção de biometano (VUT, 2012).

Neste processo, o biogás em bruto é dividido em dois fluxos: um fluxo rico em metano (biometano) e um rico em CO<sub>2</sub>. Como nenhuma tecnologia de separação é totalmente perfeita, este gás residual (rico em CO<sub>2</sub>) ainda contém uma certa percentagem de metano, que depende também da recuperação de metano da tecnologia aplicada (Scholz, 2013). A tabela 2.12 apresenta uma comparação entre a composição típica do biogás, e os requisitos que deverão ser alcançados após o processo de purificação, de modo a compatibilizar este gás com os requisitos para o gás transportado na rede de distribuição de GN em Portugal.

Tabela 2.12 – Características principais do biogás em bruto e requisitos legais para o GN transportador na rede em Portugal.

Característica	Biogás	Composição média do GN (REN, 2012)	Regulamentação (ERSE, 2013)
CH <sub>4</sub> (% vol.)	60 – 70 <sup>(1)</sup>	88,4	-
CO <sub>2</sub> (% vol.)	30 – 40 <sup>(1)</sup>	1,2	-
N <sub>2</sub> (% vol.)	0,2 <sup>(1)</sup>	0,7	-
O <sub>2</sub> (% vol.)	0 <sup>(1)</sup>	-	-
H <sub>2</sub> S [mg/Nm <sup>3</sup> ]	1000 – 10000 <sup>(2)</sup>	1	5
H <sub>2</sub> O	6 (% vol.) <sup>(1)</sup>	5 (ppm)	80 (ppm)
PCS [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	16 <sup>(3)</sup>	42,67	-
Densidade relativa	1,0 <sup>(1)</sup>	0,63	0,5549 - 0,7001
Índice de Wobbe [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	27 <sup>(1)</sup>	53,9	48,17 - 57,66

(1) Fonte: <http://www.biogas-renewable-energy.info>

(2) Fonte: (Harasek, 2011)

(3) Fonte: (Scholz, 2013)

#### 2.3.1.1. PROCESSOS STATE-OF-THE-ART PARA SEPARAÇÃO DE GASES

A separação convencional de CO<sub>2</sub> é um processo bem estabelecido na indústria química, onde são utilizados processos de absorção química e física, assim como processos de adsorção. Em seguida serão enumerados alguns destes processos.

##### 2.3.1.1.1. SEPARAÇÃO COM AMINAS (ABSORÇÃO QUÍMICA)

Na figura 2.8 está representado o processo de absorção onde são utilizadas aminas para a remoção do CO<sub>2</sub>. Este processo é bastante utilizado no tratamento do GN na saída dos poços de exploração. De acordo com Scholz (2013), aqui são combinadas uma coluna de absorção e uma coluna de desorção para que a solução de aminas possa ser regenerada continuamente. Inicialmente, o biogás entra na coluna de absorção, onde a solução de aminas remove o H<sub>2</sub>S e o CO<sub>2</sub>. Também como apresentado por Huertas (2011), posteriormente, o gás passa por uma lavagem com água onde os resíduos das aminas são removidos. A amina saturada passa através da coluna de desorção onde é regenerada.

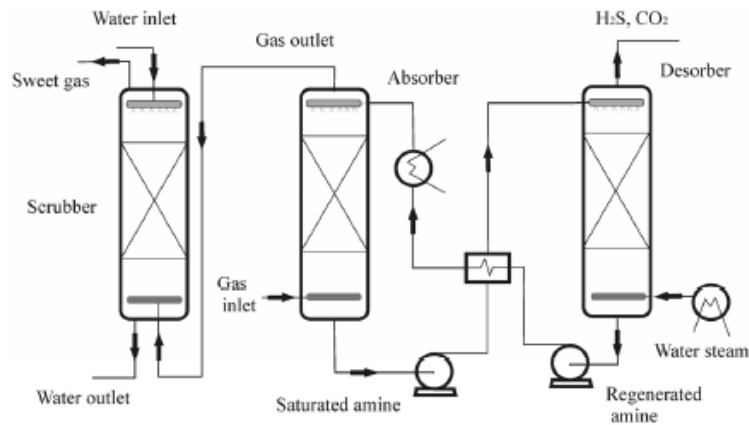


Figura 2.8 – Esquema do processo de separação com aminas (Huertas, 2011).

Principais vantagens (Scholz, 2013):

- A grande vantagem da separação de  $\text{CO}_2$  com aminas é a elevada pureza de  $\text{CH}_4$  atingida (>95%), apresentando baixas perdas de  $\text{CH}_4$  (<0,1%).

Principais desvantagens (Huertas, 2011):

- Este processo é energeticamente muito intensivo, pois é necessário o fornecimento de vapor para a regeneração das aminas.
- A solução de aminas é sensível a impurezas de  $\text{H}_2\text{S}$ , pelo que este tem de ser removido antes do gás não tratado entrar na coluna de absorção.
- Opera à pressão atmosférica, pelo que é necessário proceder posteriormente a uma compressão para que o gás possa ser transportado por gasoduto.
- As aminas são de elevada toxicidade e podem causar danos ambientais severos caso ocorram problemas técnicos na instalação.
- As colunas de absorção são de grande dimensão, pelo que esta escolha tem também impactos no custo de capital, assim como apresentam problemas operacionais em determinados tipos de instalação.



Figura 2.9 – Unidade de separação com aminas.

#### 2.3.1.1.2. SEPARAÇÃO COM ÁGUA PRESSURIZADA (*WATER SCRUBBING – WS*)

Na figura 2.10 está representado o processo de separação por água pressurizada (WS). Aqui são utilizadas duas colunas, uma de absorção e uma de desorção, à semelhança da separação com aminas, sendo o  $\text{CO}_2$  absorvido pela água a pressões elevadas, pois tem uma maior solubilidade em água que o  $\text{CH}_4$  (VUT, 2012). A água é depois regenerada pela descompressão e pela alimentação do gás resultante para a coluna de desorção.

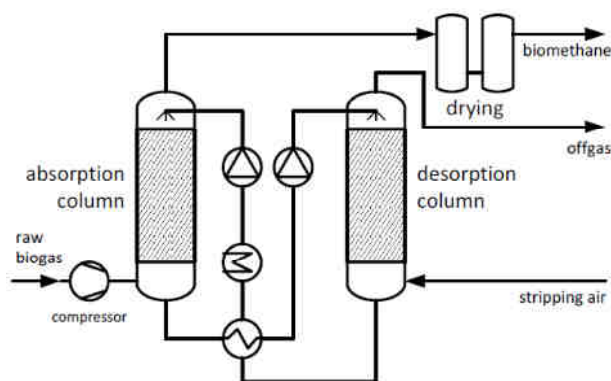


Figura 2.10 – Esquema do processo WS (VUT, 2012).



Figura 2.11 – Unidade de separação WS.

Principais vantagens (Scholz, 2013):

- Este processo não necessita da utilização de calor. Utiliza apenas água como solvente, que é bastante mais seguro do que a utilização de solventes químicos.

Principais desvantagens (Scholz, 2013) (VUT, 2012):

- Componentes do ar, como o  $O_2$  e o  $N_2$  são também dissolvidos na água durante a regeneração, sendo também transportados para o fluxo purificado. Assim, o biometano produzido com esta tecnologia contém sempre  $O_2$  e  $N_2$ ;
- O  $H_2S$  não é totalmente removido da água durante a sua regeneração. É necessário que parte dele seja removido para impedir a acumulação de componentes de enxofre no solvente;
- A seletividade da absorção de  $CO_2$  e  $CH_4$  é limitada, da qual resultam perdas de  $CH_4$  significativas.

#### 2.3.1.1.3. SEPARAÇÃO COM ADSORÇÃO POR VARIAÇÃO DE PRESSÃO (*PRESSURE SWING ADSORPTION – PSA*)

De acordo com Grande (2011) e Scholz (2013), este processo é baseado nos diferentes comportamentos de absorção dos componentes do gás numa superfície sólida sobre elevada pressão. Normalmente, diferentes tipos de carbono ativado ou peneiras moleculares (ziolites) são utilizados com matéria adsorvente. Estes materiais absorvem seletivamente o  $\text{CO}_2$  do biogás. A figura 2.12 ilustra um processo genérico de PSA. Em geral, a adsorção (aderência de uma substância líquida ou gasosa à superfície de um sólido) é um processo descontínuo, mas a aplicação de múltiplos equipamentos de adsorção transforma-o num processo contínuo. Enquanto um dos equipamentos promove a adsorção das moléculas de  $\text{CO}_2$  do fluxo de gás, os outros são regenerados. Para que seja possível a adsorção das moléculas de  $\text{CO}_2$ , o gás em bruto tem que ser inicialmente comprimido. Os equipamentos em carga são regenerados através da redução da sua pressão.

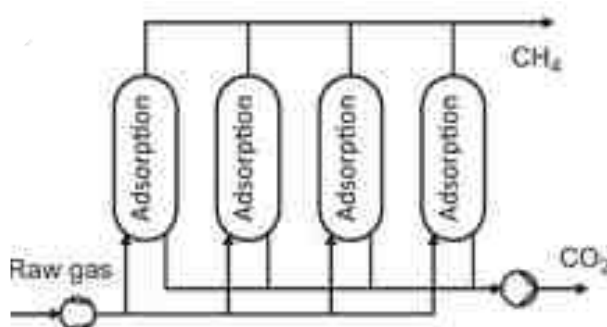


Figura 2.12 – Esquema do processo PSA (Scholz, 2013).



Figura 2.13 – Unidade de separação PSA (VUT, 2012).

#### Principais vantagens (Scholz, 2013):

- Este processo permite alcançar um produto gasoso com alto teor de metano (> 98%).

#### Principais desvantagens (Scholz, 2013):

- Perdas significativas de CH<sub>4</sub> pois algum metano também é adsorvido pela superfície sólida.

Segundo o descrito por Scholz (2013), alguns fornecedores desta tecnologia otimizaram o sistema utilizando até seis unidades de adsorção, e com os quais obtêm uma recuperação de metano acima dos 98%. Este sistema é bastante complexo e requer controlo e manutenção intensivos, devido às partes móveis (válvulas de controlo). O gás purificado necessita ainda de uma compressão adicional, pois este processo funciona apenas a pressões moderadas. Existe um compromisso entre a pureza do CH<sub>4</sub> e a sua recuperação.

#### 2.3.1.1.4. SEPARAÇÃO CRIOGÉNICA

Ainda segundo Scholz (2013), para obtenção de gases de alta pureza, tanto CO<sub>2</sub> como CH<sub>4</sub>, pode ser aplicada a separação criogénica. No entanto, esta tecnologia requer elevadas quantidades de energia, pois é necessário promover o arrefecimento do gás abaixo dos -80°C. O ponto de ebulição do CH<sub>4</sub> é de -162°C e o ponto de sublimação do CO<sub>2</sub> é de -78.5°C (nas condições *standard*). Este processo produz uma pureza de CH<sub>4</sub> bastante acima do necessário para utilização na rede de GN, sendo assim ineficiente. Esta tecnologia requer também equipamento de elevadas dimensões e alto consumo energético. Deste modo, a separação criogénica não é utilizada para a produção de biometano.

#### 2.3.1.1.5. SEPARAÇÃO ATRAVÉS DE TECNOLOGIA DE MEMBRANA

O conceito de separação por membrana foi originalmente proposto por Graham em 1866 (Ryckenbosch, 2011). Mais tarde, em 1961, Loeb e Sourirajan desenvolveram a primeira membrana anisotrópica. Inicialmente, a investigação sobre separação por membrana era fundamentalmente dirigida para a osmose inversa (Scholes, 2008).

Membranas para separação de gases foram comercializadas pela primeira vez em 1977 quando a Monsanto/Perma lançou no mercado um sistema de recuperação de hidrogénio. O sucesso deste e de outros sistemas de separação por membrana levaram a um intensa investigação e inovação ao longo dos anos 80 e 90, nomeadamente no que diz respeito aos materiais utilizados. Estas são hoje em dia aplicadas numa vasta gama de processos industriais (Scholes, 2008).



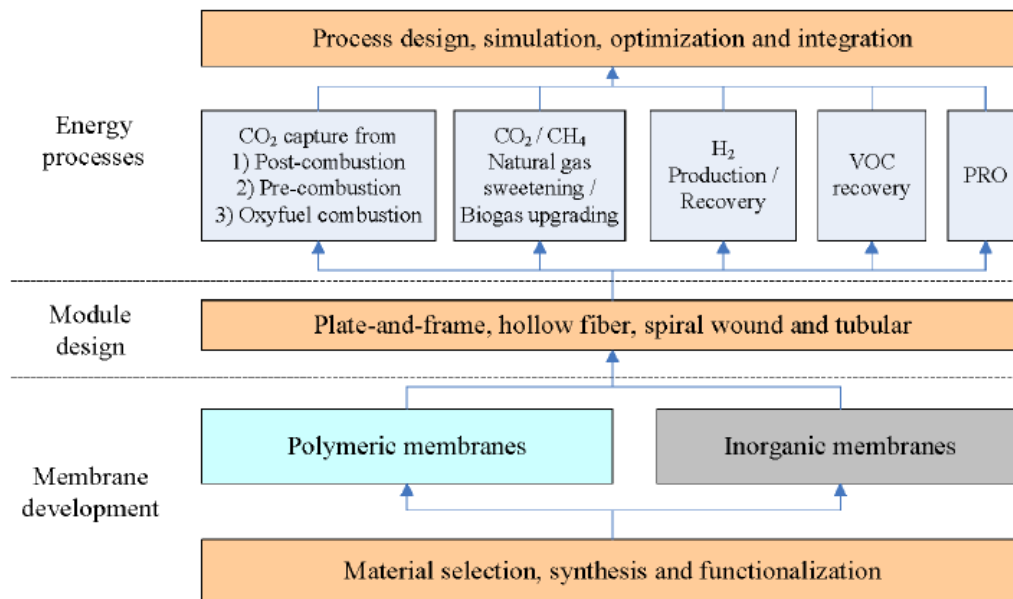


Figura 2.14 – Sistema de membrana utilizados em diferentes processos energéticos (He, 2012).

As membranas atuam como filtros para separar um ou mais gases de uma mistura, e geram um permeato rico num gás específico, como representado na figura 2.15.

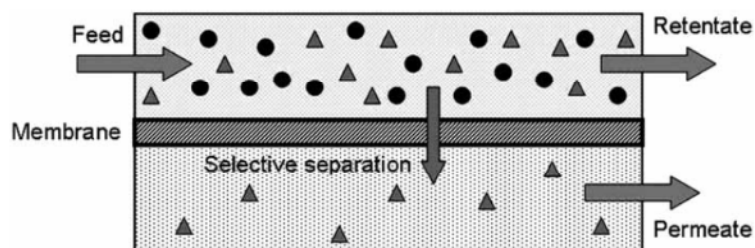


Figura 2.15 – Esquema da separação de gases por membrana (Scholes, 2008).

De acordo com Scholes (2008) existem duas características que ditam a performance da membrana: a permeabilidade (o fluxo de um gás específico através da membrana) e a seletividade (a preferência da membrana para deixar passar um gás e não o outro).

Para gases perfeitos, a permeabilidade está relacionada com a taxa de permeação através da membrana ( $Q$ ), a área da superfície da membrana ( $A$ ), a espessura da membrana ( $l$ ) e a força motriz para a separação, o diferencial de pressão através da membrana ( $\Delta p$ ) (Scholes, 2008):

$$\frac{P}{l} = \frac{Q}{A\Delta p} \quad (2.1)$$

A seletividade ideal ( $\alpha$ ) de um gás, A, sobre outro gás, B, é definida por:

$$\alpha = \frac{P_A}{P_B} \quad (2.2)$$

Uma instalação de separação de gás por membrana é fundamentalmente projetada para remover  $\text{CO}_2$  do fluxo de  $\text{CH}_4$ . Contudo, componentes residuais no biogás tais como  $\text{H}_2\text{S}$  ou vapor de água permeiam ainda mais rapidamente através das membranas do que o  $\text{CO}_2$ . Deste modo, as membranas podem remover  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  e vapor de água num único passo, se for garantida a pressão suficiente no fluxo (Scholz, 2013).

A figura 2.16 compara o processo de membrana com outras tecnologias, no que diz respeito ao processamento de biogás e remoção dos diferentes componentes.

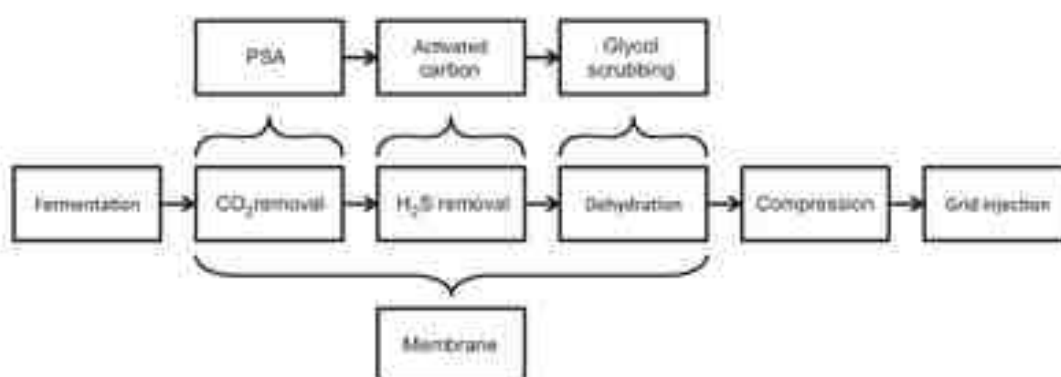


Figura 2.16 – As fases da produção do biometano, até à injeção na rede (Scholz, 2013).

### 2.3.2. Valorização Económica do Biometano

A produção de biometano pode ser valorizada em três vertentes: valorização energética (calor, eletricidade, volume injetado na rede ou aplicação veicular), valorização do composto final (resultante da DA), e valorização económica através da redução de emissão de GEE.

Relativamente à redução de GEE, estudos recentes (Koorneef, 2013) indicam que a produção de biometano com captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CCS – *Carbon Capture and Storage*) poderá ter um enorme potencial. Segundo este autor, a combinação destas técnicas tem o potencial de reduzir cerca de 3,5 Gton de emissão de GEE para atmosfera até 2050.

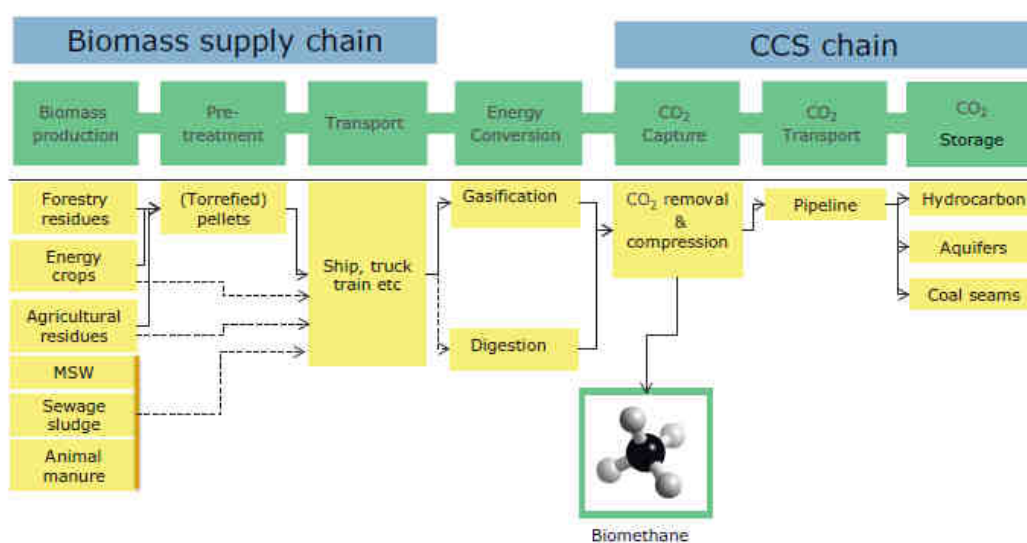


Figura 2.17 – Elementos da cadeia de produção de biometano com CCS (Koorneef, 2013).

Tendo em conta que a remoção de CO<sub>2</sub> é intrínseca ao processo de produção de biometano, a sua valorização através da captura ou aproveitamento para utilização industrial local é cada vez mais uma opção viável. O potencial económico da produção de biometano combinada com CCS será maior em zonas de preços mais elevados de GN e de CO<sub>2</sub> (Koorneef, 2013).

## 2.4. Enquadramento Legal e Regulamentar

Como referido por Ferreira (2012), em Portugal, a energia renovável tem acesso prioritário à rede elétrica, em termos de planeamento e expansão da mesma. A produção de eletricidade através de Fontes de Energia Renováveis (FER) é principalmente promovida através das tarifas específicas para remuneração da energia injetada na rede (tarifas *feed-in*). Para além disto, existem diversos benefícios fiscais e financeiros para a sua produção (Ferreira, 2012). Em 2008, a resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010 de 15 de Abril aprovou a mais recente Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020) que prossegue a promoção das FER (Ferreira, 2012). No universo da produção de energia através de FER, o biogás representou, em 2012, apenas 1% do total, como se pode verificar na tabela 2.13.

Tabela 2.13 – Evolução do peso da produção de cada tecnologia no total de produção de energia renovável – Portugal Continental (DGEG, 2013).

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	jun. 2013*
Hídrica Total	57.7	70.1	62.9	47.7	46.8	57.5	49.1	32.5	46.6
Hídrica (>10 MW)	54.4	65.6	60.3	44.8	43.8	54.3	46.1	30.2	43.4
Grande Hídrica (>30MW)	51.4	61.2	57.2	41.5	40.5	50.6	43.6	28.2	40.3
PCH (>10 e <=30 MW)	3.1	4.3	3.1	3.2	3.3	3.7	2.6	2.0	3.1
PCH (<= 10 MW)	3.2	4.5	2.7	2.9	3.0	3.2	2.9	2.3	3.3
Eólica	20.1	17.9	24.4	38.4	40.3	32.1	37.4	50.5	40.9
Biomassa + RSU + Biogás	22.2	12.0	12.5	13.7	12.0	9.7	12.4	15.2	11.0
Biomassa (c/ cogeração)	14.8	8.1	8.3	9.3	7.5	5.6	6.9	8.5	6.1
Biomassa (s/ cogeração)	0.7	0.5	0.9	1.0	1.7	2.2	2.9	3.6	2.5
Resíduos Sólidos Urbanos	6.3	3.3	3.0	3.0	2.5	1.6	2.0	2.0	1.5
Biogás	0.4	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	0.6	1.0	0.8
Fotovoltaica	0.0	0.0	0.1	0.3	0.9	0.8	1.1	1.8	1.4
Total de renováveis	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

\* Ano Móvel de julho de 2012 a junho de 2013

No que diz respeito concretamente ao biogás, o mais recente Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) refere que a injeção de biometano (biogás enriquecido) deverá ser regulada de modo a promover outras utilizações para a sua produção.

*“A venda de biometano à rede de GN através de uma tarifa regulada, como acontece com a venda de eletricidade renovável à rede elétrica, pode vir a ser uma possibilidade mas ainda carece de uma profunda reflexão sobre os modelos de gestão e de remuneração do fornecimento, não só do ponto de vista técnico e financeiro, mas também nos aspetos de sustentabilidade e da garantia desse mesmo fornecimento”* (PNAER, 2010).

O referido PNAER define ainda o objetivo para o valor da capacidade de biogás instalada de 150 MW até 2020. Em junho de 2013, a capacidade instalada era de 61,2 MW (DGEG, 2013).

Relativamente ao biometano, não existe atualmente qualquer regulamentação que enquadre a sua utilização na substituição do GN, particularmente na definição das características de qualidade.

# Capítulo 3

## Enquadramento da Produção de Biogás no Panorama Energético Mundial e Europeu

Neste capítulo é analisada a relevância da produção de biogás a nível mundial e europeu, assim como o potencial de aproveitamento a médio e longo prazo. É efetuado um levantamento das principais políticas de incentivo nos países membros da União Europeia, produtores de biometano.

### 3.1. Mercado Global

O mercado global do biogás tem vindo a registar um crescimento ao longo dos últimos anos, e vários países continuam a desenvolver novas tecnologias de produção e a fomentar a competitividade dos mercados nacionais para a sua utilização, fundamentalmente através de incentivos governamentais. Os dois maiores produtores de biogás, a nível mundial, são a China e a Índia, tendo construído (apenas entre Abril de 2010 e Março de 2011) cerca de 2,8 milhões e 150 000 novas instalações produtoras de biogás, respetivamente. Nestes países têm sido utilizadas maioritariamente tecnologias muito simples e que permitem maior facilidade de reprodução e implementação. Em março de 2011, a China totalizava cerca de 42,8 milhões de unidades de produção de várias dimensões, e a Índia cerca de 4,5 milhões (SNV, 2012). Nos Estados Unidos, a aposta neste setor tem sido bastante tímida, devido em parte aos preços relativamente baixos que os combustíveis fósseis têm neste país, e da falta de incentivo estatal para investimentos. No final de 2011 existiam cerca de 2 200 unidades de produção, entre digestores anaeróbios em zonas agrícolas (191), digestores em estações de tratamento de águas (1 500) e digestores em aterros (576). Por sua vez, a Europa registava, no final de 2011, pouco acima de 10 000 unidades em funcionamento (EurObserv'ER, 2012). Na tabela 3.1 estão representados os valores do potencial de produção ao nível da União Europeia a 27 (UE27), China e Mundo, com dados relativos a 2010, em PetaJoule (PJ).

Tabela 3.1 – Potencial de produção de biogás, com dados relativos a 2010.

Tipo de recurso	UE27 (PJ) <sup>(A)</sup>	UE27 (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ) (A)	China (PJ) <sup>(B,C)</sup>	China (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ) (B,C)	Mundo (PJ) <sup>(D)</sup>	Mundo (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ) <sup>(D)</sup>
Resíduos animais	738	20,5	2591	72		
Resíduos agrícolas	407	11,3	1152	32		
Plantações específicas para produção de energia	978	27,2	1799	50		
<b>Total agrícola</b>	<b>2 123</b>	<b>59</b>	<b>5 542</b>	<b>154</b>	<b>22 674</b>	<b>630</b>
Resíduos Urbanos (fração orgânica de RSU)	360	10	2591	72		
Indústria agroindustrial (fração orgânica)	108	3	1152	32		
Lamas de ETAR	216	6	576	16		
<b>Total Resíduos</b>	<b>684</b>	<b>19</b>	<b>4 319</b>	<b>120</b>	<b>13 316</b>	<b>370</b>
<b>Total (agrícola + resíduos)</b>	<b>2 807</b>	<b>78</b>	<b>9 861</b>	<b>274</b>	<b>35 990</b>	<b>1 000</b>

<sup>(A)</sup> Fonte: A Biogas Road Map for Europe. AEBIOM. Bruxelas. 2009.

<sup>(B)</sup> Fonte: B.Raninger et.oth. *Biogas to grid in China: challenges and opportunities of a new market from industrial large scale biogas plants* in "Biogas Engineering and Application, volume 2. Beijing 2011.

<sup>(C)</sup> Fonte: Tong Boitin. "Biogas Technology and Market status in China". BIT 3rd Annual World Congress of Bioenergy. Nanjing., 2013

<sup>(D)</sup> Fonte: World Biomass Association (cálculos WBA)

Para a UE27, o potencial total corresponde a 15% do consumo de Gás Natural para o ano considerado. Globalmente, o potencial de biogás seria suficiente para cobrir cerca de 6,7% do total da procura de energia primária (532 EJ, em 2010) (IEA, 2012). No entanto, este potencial tem tendência a aumentar nas próximas décadas, tendo em conta o aumento populacional global previsto e a industrialização dos países em vias de desenvolvimento. Na tabela seguinte são indicadas as estimativas para 2030 e 2050, relativamente ao potencial energético do biogás. Estes dados têm em conta, para além do processo de DA, o processo de gaseificação, que é o mais apropriado para a transformação de resíduos florestais e plantações específicas (*Energy Crops*) (Koorneef, 2013).

Tabela 3.2 – Potencial de energia primária, por tipo de recurso, em Terawatt hora (TWh) por ano (Koorneef, 2013).

<b>Potencial de energia primária (TWh/ano)</b>		
<b>Tipo de Resíduo</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Plantações Específicas</b>	18,3	30,6
<b>Resíduos Agrícolas</b>	10,8	19,8
<b>Resíduos Florestais</b>	3,1	5,3
<b>RSU</b>	1,4	3,1
<b>Resíduos sólidos animais e lamas de ETAR</b>	1,9	3,9

## 3.2. Mercado da União Europeia a 27

Na UE27, durante 2011, foram produzidos cerca de 117 TWh de biogás. A eletricidade produzida a partir de biogás, neste ano, foi de 35,9 TWh, o que representa um crescimento anual de 18,2% (EurObserv'ER, 2012). Neste mesmo período, as vendas de calor a industriais ou redes locais de aquecimento aumentaram 16%.

A tabela 3.3 e a figura 3.1 apresentam os valores de energia primária (em ktep) produzida nos países da UE27, em 2011. Como podemos observar, Portugal situou-se em 16º lugar no *ranking*.

Tabela 3.3 – Produção de energia primária de biogás na União Europeia, em 2010 e 2011  
(EurObserv'ER, 2012).

Pays/Country	2010				2011*			
	Décharges/ Landfill gas	Stations d'épuration <sup>(1)</sup> / Sewage sludge gas <sup>(2)</sup>	Autres biogaz <sup>(1)</sup> / Others biogas <sup>(2)</sup>	Total/ Total	Décharges/ Landfill gas	Stations d'épuration <sup>(1)</sup> / Sewage sludge gas <sup>(2)</sup>	Autres biogaz <sup>(1)</sup> / Others biogas <sup>(2)</sup>	Total/ Total
Germany	232,50	402,6	6 034,5	6 669,6	149,0	504,2	4 414,2	5 067,6
United Kingdom	1 492,6	258,0	0,0	1 750,6	1 482,4	282,4	0,0	1 764,8
Italy	349,6	8,1	149,8	507,5	755,6	16,2	323,9	1 095,7
France	236,7	44,1	53,2	334,0	249,7	41,9	58,0	349,6
Netherlands	36,7	50,2	206,5	293,4	31,5	51,5	208,3	291,3
Czech Republic	29,5	35,9	111,3	176,7	31,8	38,8	179,9	249,6
Spain	119,6	12,4	66,7	198,7	148,1	15,3	82,6	246,0
Austria	5,1	22,3	144,2	171,6	4,3	16,4	138,8	159,5
Poland	43,3	63,3	8,0	114,6	47,5	67,8	20,1	135,4
Belgium	41,9	14,6	70,9	127,4	41,9	14,6	70,9	127,4
Sweden	35,7	60,7	14,8	111,2	12,4	68,9	37,9	119,3
Denmark	8,1	20,1	74,0	102,2	5,2	19,6	73,2	98,1
Greece	51,7	15,0	1,0	67,7	55,4	16,1	1,4	72,8
Ireland	44,2	9,6	4,6	58,4	43,8	8,2	5,6	57,6
Slovakia	0,8	9,5	1,8	12,2	3,0	13,6	29,3	45,8
Portugal	28,2	1,7	0,8	30,7	42,3	1,8	0,9	45,0
Finland	22,7	13,2	4,5	40,4	23,9	13,4	4,8	42,0
Slovenia	7,7	2,8	19,9	30,4	7,1	2,7	26,2	36,0
Hungary	2,6	12,3	19,3	34,2	7,3	6,4	15,5	29,1
Latvia	7,9	3,3	2,2	13,3	7,8	2,4	11,8	22,0
Luxembourg	0,1	1,2	11,7	13,0	0,1	1,4	11,3	12,8
Lithuania	2,0	3,0	5,0	10,0	5,9	3,1	2,1	11,1
Estonia	2,7	1,1	0,0	3,7	2,2	1,1	0,0	3,3
Romania	0,0	0,0	3,0	3,0	0,0	0,0	3,0	3,0
Cyprus	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
European Union	2 801,7	1 065,0	7 008,8	10 875,4	3 157,9	1 208,0	5 719,3	10 085,8

(1) Urbaine et industrielle. Municipal and industrial. (2) Unité décentralisée de biogaz agricole, unité de méthanisation des déchets municipaux solides, unité centralisée de codigestion et multiproduit. Decentralised agricultural plant, municipal solid waste methanisation plant, centralised co-digestion plant. \* Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source: EurObserv'ER 2012.

Nota: 1 ktep = 11,63 GWh.



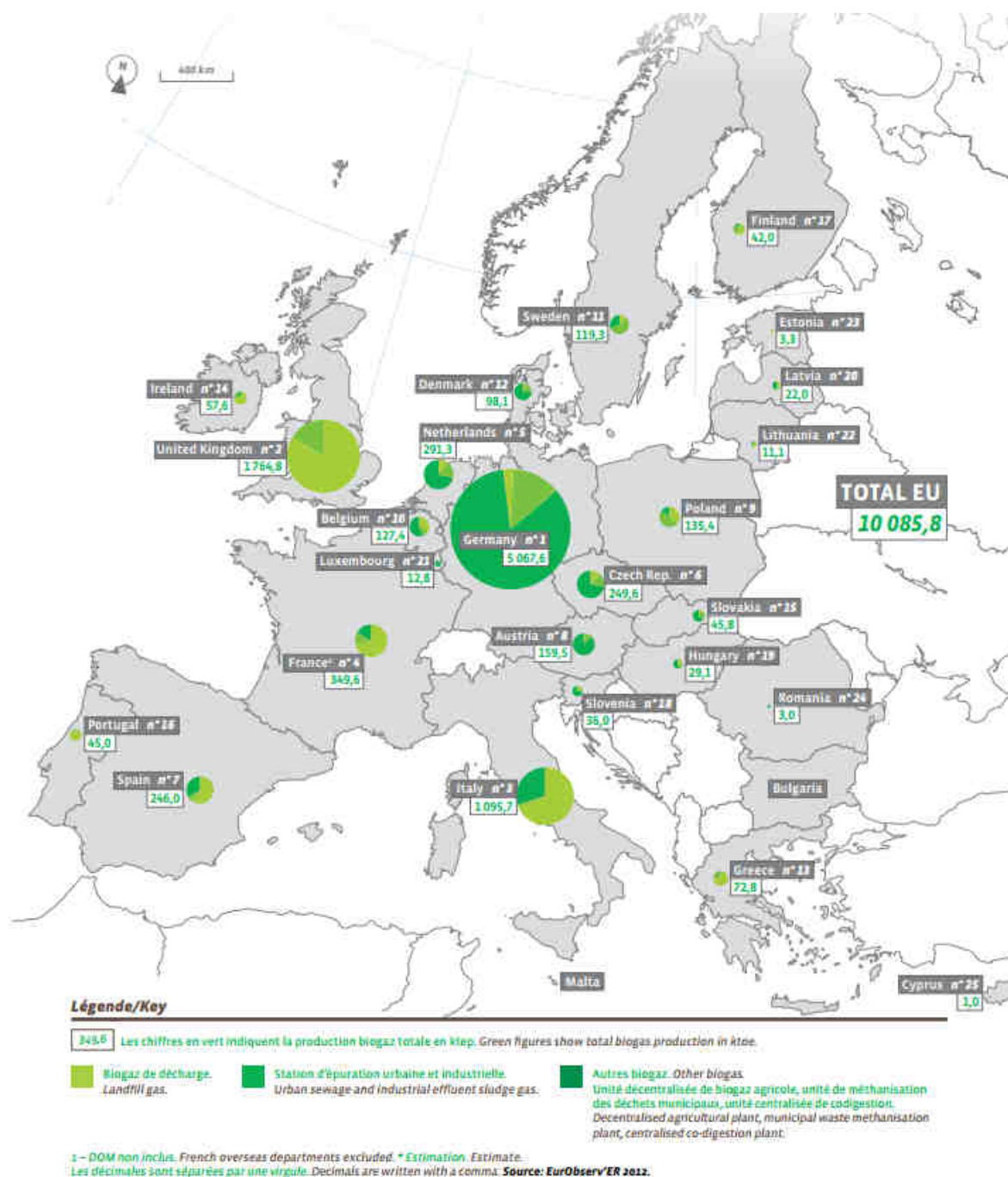


Figura 3.1 – Produção de energia primária de biogás na União Europeia, em 2011, em ktep (EurObserv'ER, 2012).

A produção de eletricidade a partir desta fonte energética também tem registado um crescimento constante nos últimos anos. Este crescimento está representado no gráfico da figura 3.2.

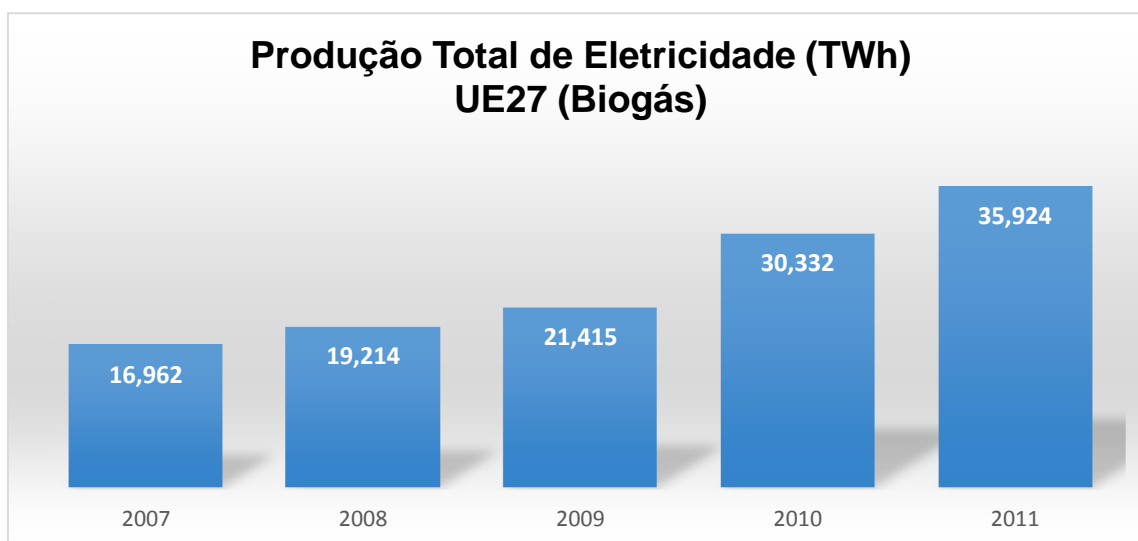


Figura 3.2 – Produção total de eletricidade na União Europeia a 27, entre 2007 e 2011 (EurObserv'ER, 2012).

Esta tendência de crescimento está a par com o cumprimento dos PNAERs individuais de cada estado membro. Como se pode observar no gráfico da figura 3.3, em 2010 a produção elétrica a partir do biogás estava inclusive acima da meta prevista.

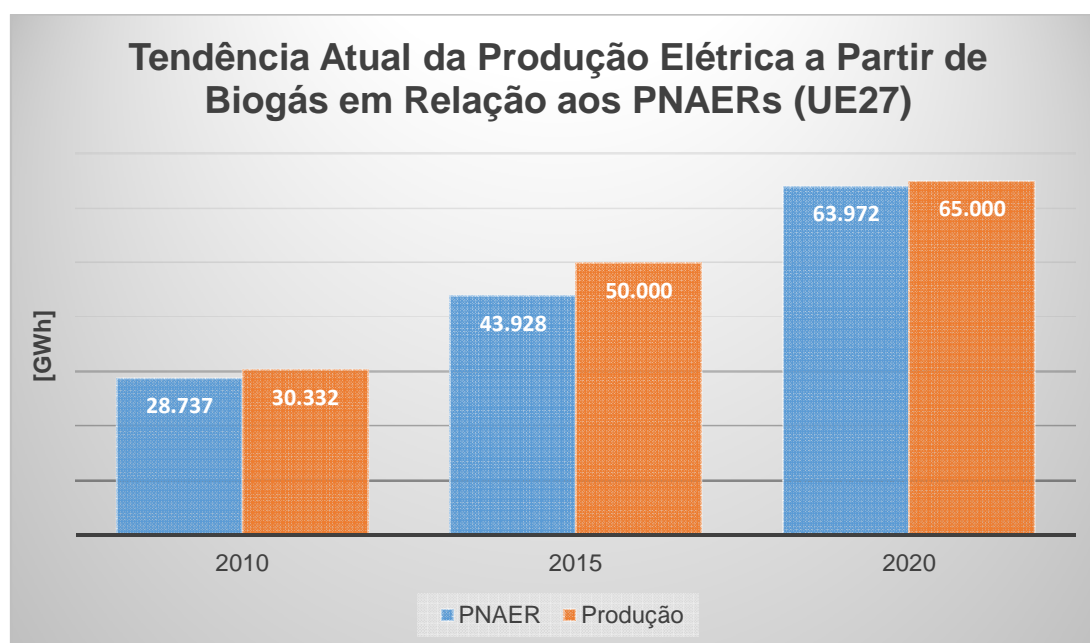


Figura 3.3 – Tendência atual da produção elétrica a partir de biogás em relação aos PNAERs dos países membros da União Europeia a 27 (EurObserv'ER, 2012).

A quantidade de biogás produzido, os meios de produção e o seu uso final variam significativamente nos diferentes países da UE. Da mesma maneira, as políticas de incentivo também variam. Em seguida, são focados os aspetos mais relevantes no que diz respeito à produção de biogás nalguns países da UE.

### 3.2.1. Alemanha

A Alemanha é de longe o país europeu líder neste setor, com cerca de 7 000 unidades produtoras, sendo responsável por mais de metade do total de energia primária produzida a partir de biogás. Este facto é explicado em grande parte devido ao grande incentivo estatal no que diz respeito às plantações destinadas a produção de energia de biomassa. O total de eletricidade produzida em 2012 foi de 20 TWh, equivalente ao consumo de 5,7 milhões de habitações. O biogás já fornece mais de 3% do total do consumo elétrico, assim como representa quantidades significativas de energia térmica a indústrias, combustível para veículos e volume injetado na rede de Gás Natural (IEA, 2012).

Neste país, o instrumento legal mais relevante na promoção da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o documento *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), que entrou em vigor em 2000. Este documento regula a ligação das unidades de produção energética de fontes renováveis à rede de distribuição, assim como a compra, transmissão e pagamento da energia pelo operador da rede. Estas diferem, de acordo com o tipo de energia renovável, tecnologia de conversão e capacidade da unidade produtora.

O EEG define a tarifa para a eletricidade injetada na rede, que é garantida ao operador da unidade produtora, e fixa para um período de 20 anos. Em 2009, a tarifa base para entrada na rede de energia proveniente de biomassa para unidades produtoras com capacidade abaixo de 150 kW era de 0,1167 €/kWh, decrescendo em patamares com o aumento da capacidade instalada. Existem também prémios para a eletricidade produzida através de biogás agrícola e resíduos municipais/animais, e cogeração. Ao mesmo tempo, o Governo aprovou uma nova lei que promove a injeção de biometano na rede de Gás Natural. O objetivo é substituir em 10% o Gás Natural consumido por biometano, até 2030, o que representa cerca de 10 BCM (Ferreira, 2012). A estimativa, para final de 2012, era de 159 unidades de produção de biometano. A evolução deste número ao longo dos últimos sete anos está representada no gráfico 3.4

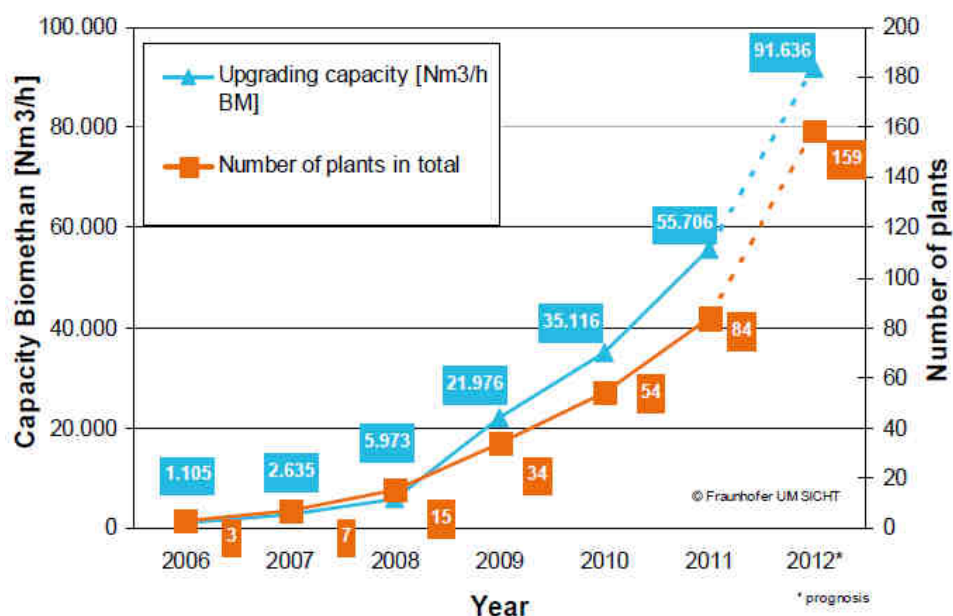


Figura 3.4 – Capacidade instalada de produção de biometano e número de unidades na Alemanha (Crossborder Bioenergy, 2012).

### 3.2.2. Suécia

A Suécia é atualmente o líder mundial na produção de biometano para utilização em veículos, sendo este combustível já utilizado em várias frotas de transportes públicos e transportes privados. No final de 2012, existiam perto de 44 000 veículos movidos a biometano: 1800 autocarros, 600 camiões, e sendo os restantes veículos ligeiros em grande parte propriedade dos municípios. O número de unidades de *upgrade* de biogás, no final de 2011, era de 47, o que representou um crescimento de 22% desde 2008 (Gasbilen, 2012). Este país planeia ser a primeira economia livre de petróleo até 2020. A principal fonte para produção de biogás na Suécia são as lamas de ETAR, seguido dos aterros.

Em 2003, de modo a fomentar o crescimento da produção renovável, o Governo instituiu um sistema denominado Certificado de Gás Verde (*Green Gas Certificate*). Os produtores recebem um certificado por cada MWh de energia produzido por via renovável, que podem vender aos utilizadores, para que estes cumpram a quota a que estão obrigados por lei. O Governo garante igualmente um subsídio de 30% do valor investimento para a construção de unidades de biogás e introduziu uma série de medidas para incentivar o consumo de biocombustíveis nos transportes, sendo um dos poucos países do mundo que já definiu regulamentarmente as características do biometano para utilização em veículos, através do documento “*Swedish Standard 155438 – Motor Fuels – Biogas as fuel for high-speed otto engines*”, de 1999.

### 3.2.3. Holanda

A Holanda tinha em funcionamento, no final de 2011, 130 unidades produtoras de biogás e 13 produtoras de biometano. Todas estas 13 unidades injetam o biometano na rede de Gás Natural. Durante as últimas décadas, as empresas holandesas deram um importante contributo para melhorar as tecnologias de *upgrading* e hoje são os *players* mais importantes do mercado, fornecedores de tecnologia para todo o mercado europeu. No seu PNAER, a meta estabelecida para 2020, no que diz respeito à produção de biometano é de 6,7 TWh.

A injeção de biometano na rede é suportada pelo documento *Duurzame Energie* (SDE+). Aqui é estabelecido a *Feed-In Tariff* (FIT) que cobre a diferença de custos de produção e do preço da energia. Em 2012, existiam cinco categorias de tarifas de remuneração, relacionadas com a dimensão do investimento, e que variavam entre os 0,483 €/Nm<sup>3</sup> até 1,035 €/Nm<sup>3</sup>. As tarifas são garantidas durante 12 anos, no entanto estão sujeitas a ajustes anuais de acordo com o preço de mercado do Gás Natural.

Tem existido também um esforço para certificar a produção de biometano, nomeadamente pela Vertogas BV, subsidiária da Gasuine. Este sistema foi implementado em 2009 e faz o seguimento do gás injetado na rede de GN, assegurando o seu balanço com o gás que é consumido, assim como o recurso utilizado na sua produção.

### 3.2.4. Espanha

A Espanha depende fortemente da importação de energia, dominada pelo petróleo e Gás Natural. Em 2009, a parcela de energia renováveis no total de produção de energia primária representava cerca de 9,4%. No entanto, a produção de energia primária através de biogás situou-se, em 2011, em 2,9 TWh.

Em maio de 2007, foi publicado o Real Decreto 661/2007 que regula a produção de eletricidade sob regime especial, e definiu que, para unidades produtoras de biogás até 50 MW, os operadores podem escolher entre um preço de FIT ou um prémio *feed-in* pago em cima do preço de venda da eletricidade no mercado. As FIT são pagas durante todo o período de operação da unidade, mas são reduzidas ao fim de 15 anos. Para unidades de biogás entre os 50 e os 100 MW, os operadores recebem um bónus pela eletricidade produzida. Unidades acima de 100 MW não são elegíveis para este incentivo. As tarifas e prémios dependem da dimensão e do tipo de unidade. Para biodigestores, a tarifa máxima é 0,141207 €/kWh, aplicável nos primeiros 15 anos da produção de unidades de cogeração até 500 kW (Ferreira, 2012).

### 3.2.5. Resumo

Em resumo, pode-se afirmar que, excetuando os grandes produtores como a Alemanha e a Suécia, grande parte dos países da UE precisam ainda de aplicar esforços consideráveis para acelerar o desenvolvimento da digestão anaeróbia, através de incentivos e do levantamento de barreiras regulamentares. Quanto à produção de biometano, dez países de UE (Alemanha, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Itália, Polónia, Holanda, Roménia e Espanha) já definiram regulamentação para que seja possível a sua injeção da rede de Gás Natural.

Na figura 3.5. são indicados resumidamente alguns dos mecanismos de incentivo mais relevantes atualmente em vigor nos principais países europeus produtores de biogás e biometano.

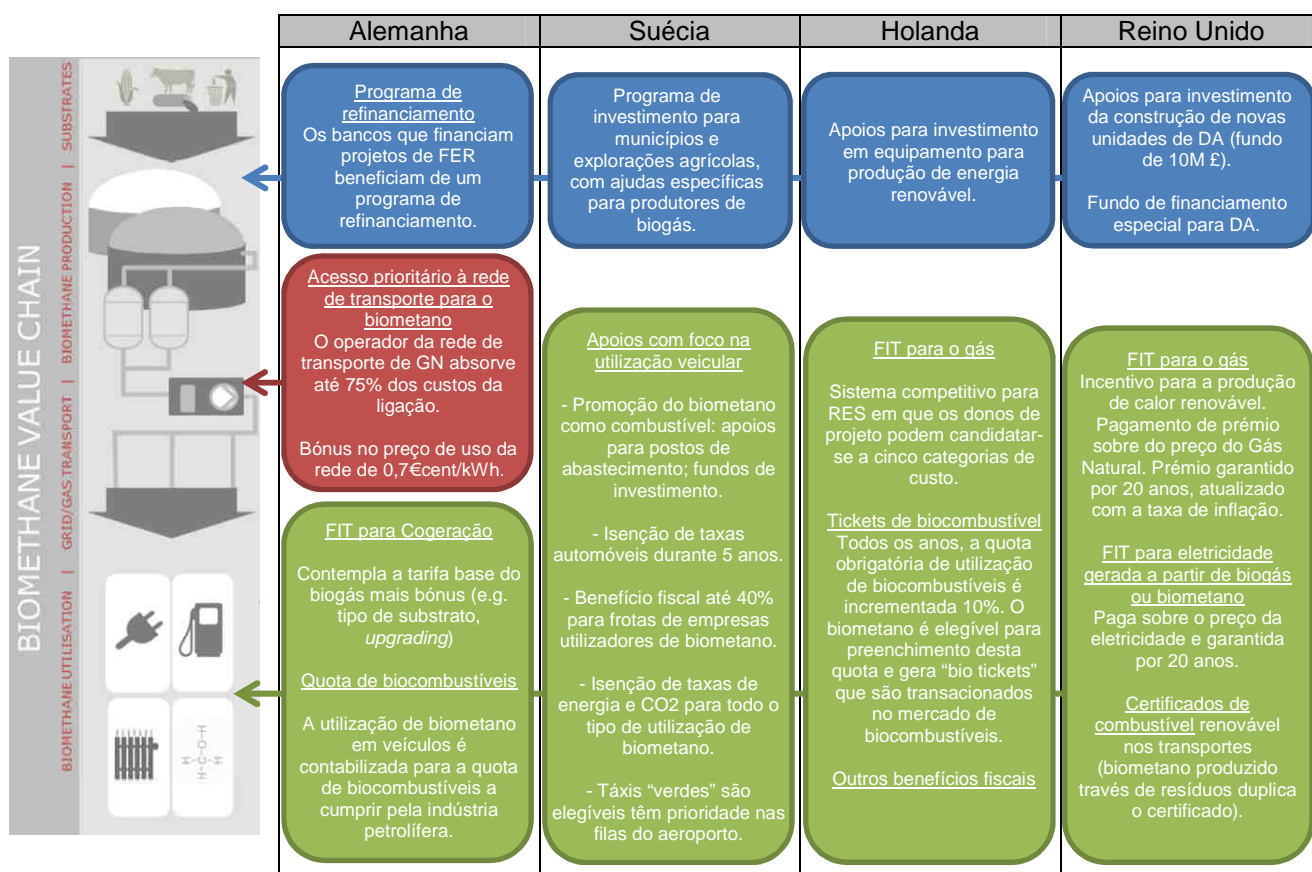


Figura 3.5 – Alguns mecanismos de incentivo em vigor nos principais países europeus produtores de biogás e biometano (GreeGas Grids, 2013).

# Capítulo 4

## O Caso Português

Neste capítulo é analisada produção de biogás em Portugal. É identificada a legislação aplicável, nomeadamente no que diz respeito à remuneração da produção de energia a partir desta fonte. É feita a demonstração do cálculo desta remuneração.

## 4.1. Cenário Atual da Produção de Biogás

Apesar da falta de incentivos específicos para a produção de biogás, o crescimento da sua produção tem sido consistente, tendo o total de energia primária produzida em 2011, a partir desta fonte de combustível, sido de 523 MWh, como representado no gráfico da figura 4.1. Nesta mesma figura, o detalhe da produção da energia apenas está disponível a partir de 2009.

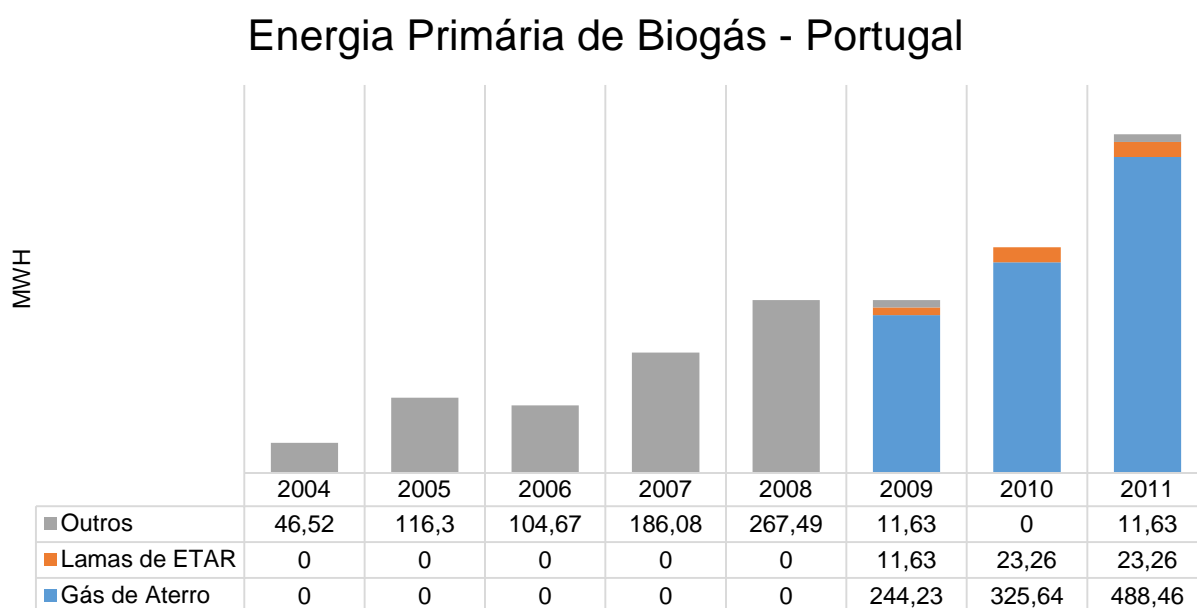


Figura 4.1 – Total anual de energia primária produzida a partir de biogás em Portugal, por setor (EurObserv'ER, 2013).

Atualmente esta tecnologia é maioritariamente utilizada em aterros, em que biogás produzido é utilizado no local para produção de calor e eletricidade.

## 4.2. Barreiras Não Técnicas Para o Investimento

Portugal apresenta diversas barreiras ao investimento em projetos de biogás/biometano. Para que este possa ser atrativo, será necessário implementar políticas vigorosas que dinamizem os diversos intervenientes deste mercado.



Alguns das barreiras identificadas são:

- Modelo de gestão de resíduos;
- Falta de promoção da separação de resíduos na origem;
- Falta de estímulo e incentivo à atividade agrícola;
- Desadaptação da tarifa de cogeração a partir de biogás;
- Falta de incentivo à produção de biometano;
- Falta de regulamentação da produção de biometano, e tarifas associadas;
- Falta de organização entre entidades municipais, governo e produtores;

A adaptação nas diretivas europeias que está em curso poderá levar à melhoria nalguns destes aspetos, a médio prazo. Tendo em conta o aspeto importante de descentralização energética que o biogás representa, a iniciativa dos municípios será fundamental para este desenvolvimento, pois de acordo com os exemplos europeus, esta é uma atividade que acrescenta elevado valor a nível local, dado que é baseada na recolha e processamento de resíduos localmente. Assim, para além da questão tarifária, esta mais-valia também deve ser ponderada. Alguns dos benefícios locais desta tecnologia são:

- Apoio da atividade agrícola da região (possibilidade de organizar cooperativas para aproveitamento de resíduos e utilização de composto digerido como fertilizante);
- Geração de emprego qualificado (nas áreas de planeamento, engenharia, operação e manutenção das unidades produtoras);
- Aumento do rendimento fiscal do município.

## **4.3. Legislação Aplicável**

### **4.3.1. Âmbito**

Atualmente não existe legislação aplicável à produção de biometano, e como tal, não existe também definida uma tarifa para a sua injeção na rede. Assim, neste ponto apenas serão focados os aspetos referentes à produção elétrica e sua comercialização.

#### 4.3.2. Decreto-Lei n.º168/99

O Decreto-Lei 168/99, publicado a 18 de maio de 1999, definiu um padrão para o setor das Energias Renováveis. O principal objetivo deste documento foi a promoção da utilização dos recursos renováveis e estreitar a relação entre política energética e ambiental. Este Decreto-Lei foi fundamentado em dois aspetos:

- Criação de um mercado interno liberalizado de eletricidade;
- Preocupação ambiental, que se traduzia em Portugal pelos compromissos estabelecidos na Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e pelo Protocolo de Quioto.

Este documento introduziu também, pela primeira vez, uma fórmula (4.1) para determinar o preço da energia a partir de fontes de energia renováveis, independente dos preços de energia convencional:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV} \quad (4.1)$$

Em que:

- $VRD_m$  – remuneração aplicável a centrais renováveis no mês  $m$ ;
- $KMHO_m$  é um coeficiente facultativo, que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$  em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- $PF(VRD)_m$  é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PV(VRD)_m$  é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PA(VRD)_m$  é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $IPC_{m-1}$  é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ ;
- $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de atividade da central;
- $LEV$  representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Esta remuneração procura premiar o investidor da unidade de produção de energia renovável através da compensação pelos custos evitados na construção de uma outra central térmica, e todos os seus custos associados, como por exemplo operação, manutenção ou ainda compra de matéria-prima. Integra também um prémio pelo benefício ambiental da utilização de recursos endógenos face aos fósseis.

O risco para o investidor era também reduzido pelo facto dos produtores de energia elétrica abrangidos no âmbito deste diploma gozarem de uma obrigação de compra, pela rede pública, da energia produzida durante o prazo de vigência das licenças.

#### 4.3.3. Decreto-Lei n.º339-C/2001

O Decreto-Lei, publicado a 29 de dezembro de 2001 reforçou a instrumentação do governo para atingir o principal objetivo da sua política energética, que era a redução da dependência energética face ao exterior. Trata-se de um documento que apenas define algumas alterações ao decreto-lei nº168/99 citado acima, embora em termos práticos seja fundamental para o incentivo às FER.

Com este documento, o Estado assume uma aposta na diferenciação do apoio consoante a tecnologia de produção. Neste documento são referidos exemplos, tais como a energia das ondas ou da energia solar fotovoltaica, que embora num estado embrionário, já apresentavam indícios do seu potencial estratégico a longo prazo.

Neste âmbito, a remuneração da energia proveniente de FER sofreu uma alteração, introduzindo o coeficiente adimensional Z na fórmula (4.1), com o objetivo de traduzir as características do recurso e da tecnologia utilizados na produção.

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV} \quad (4.2)$$

#### 4.3.4. Decreto-Lei n.º33A/2005

Neste diploma foram revistas as condições aplicadas às FER, tendo sido definidos prazos limite para a remuneração da energia proveniente de projetos de FER, com o objetivo da manutenção do pagamento de um prémio apenas durante um período limitado à amortização dos investimentos. A biomassa sofreu um benefício considerável, com um aumento substancial do prémio pago. A influência do governo nas decisões estratégicas para a política energética nacional sai reforçada, passando a ter a palavra no que respeita à determinação de quotas máximas admitidas para FER, bem como aplicação do mecanismo de concurso para atribuição de licenças. A fórmula de remuneração manteve-se inalterada.

#### 4.3.5. Decreto-Lei n.º225/2007

Este documento foi publicado a 31 de maio de 2007, e teve como objetivo principal a agilização do setor das renováveis, procurando eliminar a burocracia ligada aos processos de licenciamento, facilitando o aumento da capacidade instalada para FER.

No que diz respeito às tecnologias de produção, há a destacar o aproveitamento da biomassa, que recebe um novo parâmetro Z consoante o tipo de recurso utilizado, e também o biogás, embora neste caso só na vertente de gás de aterro.

É este o documento que está atualmente em vigor no que diz respeito ao cálculo da remuneração, mantendo-se a fórmula (4.2), referida anteriormente. Assim, este Decreto-Lei define os valores para o coeficiente Z, no que diz respeito à valorização energética específica do biogás. Estes valores estão resumidos na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Coeficiente Z para a geração elétrica a partir de biogás, por vertente de produção (Decreto-Lei 225/2007).

Vertente	Coeficiente Z
DA de RSU, de lamas de ETAR e de efluentes e resíduos provenientes da agropecuária e da indústria agroalimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW.	9,2
Gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20MW.	7,5
Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nos pontos anteriores.	3,8

## 4.4. Cálculo da Remuneração da Energia Elétrica Injetada na Rede, Proveniente de Biogás de Digestão Anaeróbia

### 4.4.1. Introdução

A demonstração do cálculo da remuneração da energia produzida a partir biogás é importante, pois analisando o seu detalhe, será possível interpretar se as diferentes parcelas são justas, para este tipo de investimento, assim como estabelecer comparações com outros países comunitários.

Para tal, serão analisadas a diferentes parcelas da fórmula de cálculo (4.2), e que são indicadas em seguida:

- Parcela fixa
- Parcela variável
- Parcela ambiental
- Fator KMHO
- Fatores de atualização

### 4.4.2. Parcela Fixa

A parcela fixa (PF) é constituída pelo produto de três componentes:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,med} \times POT_{med,m} \quad (4.3)$$

O primeiro componente ( $PF(U)_{ref}$ ) é um valor de referência unitário que introduz uma mensualização do custo unitário de investimento na central. Este valor é definido pelo Decreto-Lei em vigor e é atualmente de 5,44€/kWh, independentemente do tipo de recurso e tecnologia utilizado.

O segundo componente ( $COEF_{pot,med}$ ) é um coeficiente adimensional, que reflete a contribuição da central para a garantia de potência da rede. Este valor obtém-se considerando o volume total de energia injetado na rede num determinado mês ( $ECR_m$ ), face à potência declarada ( $POT_{dec}$ ):

$$COEF_{pot,med} = \frac{ECR_m}{(0,8 \times 24 \times 30 \times POT_{dec})} \quad (4.4)$$

Esta potencial é integrada no período mensal, considerando 20% desse tempo para manutenções e flutuações inerentes ao processo.

Por último, o terceiro componente da parcela fixa ( $POT_{med,m}$ ) representa a potência média disponibilizada para a rede no mês  $m$ , podendo tomar o valor mínimo entre dois:  $POT_{dec}$  ou potência média fornecida à rede considerando o total de horas do mês.

#### 4.4.3. Parcela Variável

A parcela variável é representada pela seguinte expressão:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (4.5)$$

O valor unitário de referência ( $PV(U)_{ref}$ ) reflete os custos de operação e manutenção evitados pela central renovável. Este valor é fixo e definido pelo Decreto-Lei em vigor, e é atualmente de 0,036€/kWh.

#### 4.4.4. Parcela Ambiental

A parcela ambiental é representada pela seguinte expressão:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m \quad (4.6)$$

Nesta parcela, a componente  $ECE(U)_{ref}$  reflete o valor unitário de referência do CO<sub>2</sub> evitado, e é definido, também por Decreto-Lei, sendo atualmente o seu valor de 0,00002 €/g. A segunda componente constitui o montante unitário das emissões de CO<sub>2</sub> por uma central de referência (de ciclo combinado) e toma o valor de 370 g/kWh. A última parcela representa mais uma vez a energia fornecida à rede no mês.

Apesar de não estar inserido na parcela ambiental, o coeficiente  $Z$ , referido na fórmula 4.2, tem igualmente importância neste âmbito, pois tem como objetivo caracterizar o recurso utilizado para produção energética, classificando-o de acordo com o seu impacto ambiental.

#### 4.4.5. Fator KHMO

O fator KHMO modula a remuneração em função do período horário em que a energia é fornecida, sendo obrigatório apenas para as centrais hídricas, sendo opcional mas preterido pela grande maioria das centrais renováveis.

#### 4.4.6. Fatores de Atualização

O valor da remuneração é atualizado através do índice de preços ao consumidor (IPC), permitindo assim adequar o prémio pago à realidade do mercado nacional. O  $IPC_{ref}$  referido anteriormente na fórmula 4.2, é o IPC do ano de início de atividade da central. Este índice é atualizado pelo Instituto Nacional de Estatística (INE).

#### 4.4.7. Cálculo da Remuneração

Para este cálculo serão tidos em conta os seguintes pressupostos:

- Potência instalada ( $POT_{dec}$ ): 10 MW
- Energia injetada no mês  $m$  ( $ECR_m$ ): 2 GWh
- KHMO: 0
- $IPC_{ref} = IPC_{m-1}$
- Mês: 30 dias

##### 4.4.7.1. CÁLCULO DA PARCELA FIXA

A parcela fixa é dada pela expressão (4.3):

Em que:

- $PF(U)_{ref} = 5,44 \text{ €/kWh};$
- $COEF_{pot,med} = \frac{2000000}{0,8 \times 24 \times 10000} = 0,347;$
- $POT_{med,m} = \min \left\{ POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times n^o \text{ dias do mês}} \right\} = 2777,778 \text{ kW}$

De onde resulta:

$$PF(VRD)_m = 5,44 \times 0,347 \times 2777,778 = 5243,556 \text{ €}$$

#### 4.4.7.2. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL

A parcela variável é dada pela expressão (4.5):

Em que:

- $PV(U)_{ref} = 0,036 \text{ €/kWh}$  (definido em Decreto-Lei);

De onde resulta:

$$PV(VRD)_m = 0,036 \times 2000000 = 72000 \text{ €}$$

#### 4.4.7.3. CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL

A parcela ambiental é dada pela expressão (4.6):

Em que:

- $ECE(U)_{ref} = 2 \times 10^{-5} \text{ €/g}$  (definido em Decreto-Lei);
- $CCR_{ref} = 370 \text{ g/kWh}$  (definido em Decreto-Lei);

De onde resulta:

$$PA(VRD)_m = 2 \times 10^{-5} \times 370 \times 2000000 = 14\,800 \text{ €}$$



#### 4.4.7.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO TOTAL

Assim temos:

$$VRD_m = [5243,556 + 72000 + 14800 \times 9,2] \times \frac{1}{1 - 0,015}$$

$$VRD_m = 216653,4 \text{ €/mês}$$

De onde podemos obter a tarifa:

$$\frac{VRD_m}{ECR_m} = 0,108327 \text{ €/kWh}$$

Analisando as diferentes parcelas, conclui-se que a que tem um maior peso é a parcela ambiental, com cerca de 63,8%, seguida da parcela variável (33,8%) e por último a parcela fixa (2,5%).

#### Peso das Parcelas no Total da Remuneração

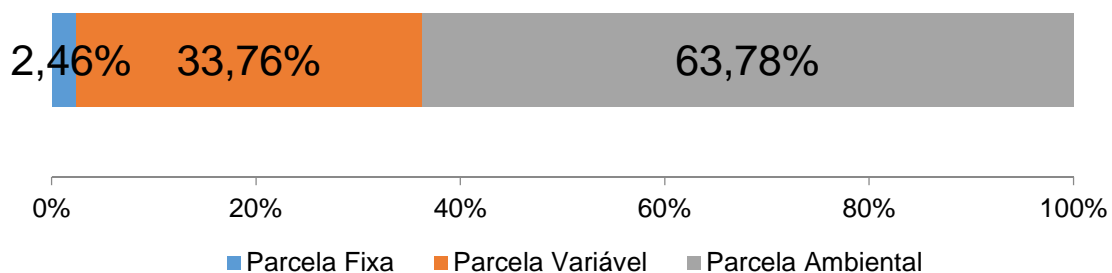


Figura 4.2 – Peso de cada uma das parcelas no total da remuneração.

Através da fórmula da  $VRD_m$  é também possível concluir que a mesma não varia com a potência instalada, entre 0 e 150 MW. O aumento do valor da tarifa apenas se verifica, embora apenas ligeiramente, com o aumento da eficiência da instalação. No gráfico da figura 4.3 podemos observar esta variação.

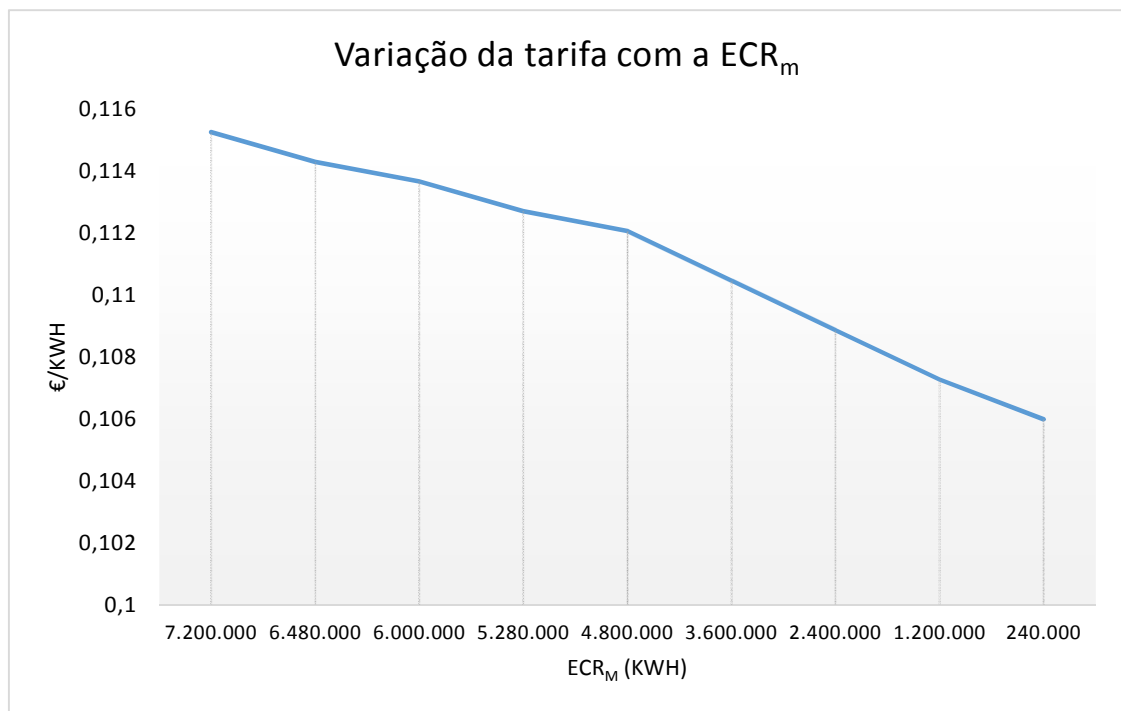


Figura 4.3 – Variação da tarifa com a  $ECR_m$ .

# Capítulo 5

## **Proposta de Remuneração para o Biometano Injetado na Rede de Distribuição de Gás Natural**

Neste capítulo é proposta uma metodologia para o cálculo da remuneração do biometano injetado na rede de distribuição de Gás Natural.

## 5.1. Introdução

Conforme já referido anteriormente, a legislação nacional ainda não prevê a injeção de biometano na rede de Gás Natural, pelo que não está definido o método de cálculo para a sua remuneração. Assim, para o efeito deste estudo, e para que seja possível a comparação com a remuneração da injeção de eletricidade na rede, será proposta uma remuneração com base nos conceitos apresentados no DL 225/2007, e nos princípios aplicados nos países europeus em que este processo está mais desenvolvido.

## 5.2. Fatores de Diferenciação da Produção

Genericamente podemos observar que na maioria dos países produtores de biometano existem alguns fatores que são tidos em conta para o cálculo da tarifa de injeção da rede (*feed-in tariff*), tais como:

- Dimensão da unidade (capacidade de injeção em  $\text{Nm}^3/\text{h}$ );
- Eficiência (% de aproveitamento de metano);
- Tipo de resíduo digerido.

## 5.3. Proposta Para a Fórmula de Cálculo da Remuneração da Energia Injetada

A remuneração da produção de biometano deverá ter em conta os importantes impactos económicos, ambientais e financeiros, já referidos nos capítulos anteriores. Como também já demonstrado, a produção de biometano através da DA de resíduos é aquela que tem maior impacto ambiental, pelo que a sua remuneração deve ser diferenciada.

Da mesma forma, e de modo a incentivar a eficiência e o desenvolvimento tecnológico, o aproveitamento de metano do processo de produção deverá também ser diferenciado.

Tendo em conta os fatores referidos atrás, propõe-se a seguinte fórmula para calcular a remuneração da energia injetada na rede de distribuição de Gás Natural:

$$VRD_{biometano} = E_{inj} \times (P_{GN} + P_{CO_2}) \times (Z_1 + Z_2) \quad (5.1)$$

Em que:

$VRD_{biometano}$  – remuneração (€) do biometano produzido

$E_{inj}$  – energia (kWh) injetados na rede

$P_{GN}$  – Custo de aquisição do GN (€/kWh), definido pela ERSE

$P_{CO_2}$  – Custo do  $CO_2$  evitado

$Z_1$  e  $Z_2$  – coeficientes adimensionais que traduzem as características do processo

### 5.3.1. Custo de Aquisição do Gás Natural

O comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) - Galp Gás Natural, SA – assegura a compra de Gás Natural para fornecimento à atividade regulada através dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*. O Gás Natural liquefeito (GNL) é adquirido à Nigéria (NLG) através de três contratos, enquanto o Gás Natural é comprado na Argélia através de um contrato com a Sonatrach (via gasoduto).

A ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) analisa em permanência a evolução do custo unitário do Gás Natural, a qual está relacionada com a evolução do custo do petróleo, uma vez que os custos dos contratos de aprovisionamento de Gás Natural estão indexados aos preços do petróleo e dos seus derivados. A Figura 5.1 apresenta a evolução do preço do barril de petróleo ao longo dos últimos dois anos. Denota-se uma tendência de estagnação do preço desta *commodity*, tanto em dólares como em euros.

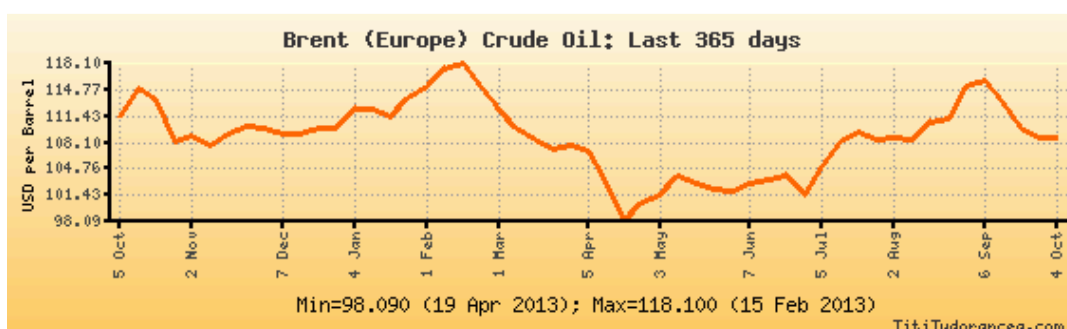


Figura 5.1 – Evolução do preço do Barril de Brent ao longo do último ano (TitiTudorancea, 2013).

No custo de aquisição de Gás Natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda os chamados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de Gás Natural (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

e Transporte de Gás Natural), os custos associados à imobilização de Gás Natural em reservas estratégicas e obrigatórias e os custos de exploração da atividade do comercializador do SNGN. A metodologia de cálculo de cada uma destas componentes do custo do Gás Natural encontra-se explicitada no Regulamento Tarifário (ERSE, 2013).

Este custo unitário de aquisição do Gás Natural considerado nas previsões para a atividade de compra e venda de Gás Natural é atualizado anualmente pela ERSE. Para o presente ano-gás (julho de 2013 a agosto de 2014) é de 0,03 €/kWh.

### 5.3.2. Custo do CO<sub>2</sub> Evitado

Este valor representa a emissão de CO<sub>2</sub> evitada pela substituição do consumo do Gás Natural. Para o seu cálculo teremos em consideração o fator de emissão do Gás Natural, que é de 56,1 kgCO<sub>2</sub>/GJ, ou 0,20196 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

O valor unitário de referência do CO<sub>2</sub> ( $ECE(U)_{ref}$ ) é publicado em Decreto-Lei, e como já referido no ponto 4.4.7.3, toma atualmente o valor de 0,02 €/kg. Assim temos:

$$P_{CO_2} = \text{factor de emissão do GN} \times ECE(U)_{ref}$$

De onde vem:

$$P_{CO_2} = 0,20196 \times 0,02 = 0,004039 \text{ €/kWh}$$

### 5.3.3. Coeficientes Z<sub>1</sub> e Z<sub>2</sub>

O coeficiente Z<sub>1</sub> tem como objetivo diferenciar o tipo de resíduo utilizado para a produção do biometano, incentivando a sua produção a partir da DA de resíduos orgânicos, preferencialmente ao gás de aterro ou ao gás com origem em plantações próprias para este efeito. Esta diferenciação está relacionada com o impacto ambiental que cada uma destas vertentes apresenta.

Por sua vez, o coeficiente Z<sub>2</sub> pretende enfatizar as características específicas do processo, beneficiando as tecnologias com melhor aproveitamento de CH<sub>4</sub>, que promovem a eficiência da instalação. Deste modo, a proposta para definição destes coeficientes é apresentada nas tabelas 5.1 e 5.2.

Tabela 5.1 – Coeficiente  $Z_1$  (Tipo de resíduo).

Tipo de Resíduo	$Z_1$
<b>Plantações Próprias</b>	1,1
<b>Aterro</b>	1,6
<b>DA <sup>(1)</sup></b>	2

<sup>(1)</sup> DA de resíduos sólidos urbanos (RSU), de lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR) e de efluentes e resíduos provenientes da agropecuária e da indústria agroalimentar.

Tabela 5.2 – Coeficiente  $Z_2$  (Eficiência – Aproveitamento de metano).

Aproveitamento de Metano	$Z_2$
<b>70-79%</b>	1
<b>80-85%</b>	1,2
<b>86-90%</b>	1,3
<b>91-95%</b>	1,4
<b>96-98%</b>	1,5
<b>99-100%</b>	1,7

Com bases nos pressupostos referidos, é possível calcular a tarifa unitária para a remuneração do biometano:

$$VRD_{biometano} = (0,03 + 0,004039) \times (Z_1 + Z_2)$$

No gráfico da figura 5.2 podemos observar o comportamento da  $VRD_{biometano}$  com a variação dos coeficientes  $Z_1$  e  $Z_2$ .

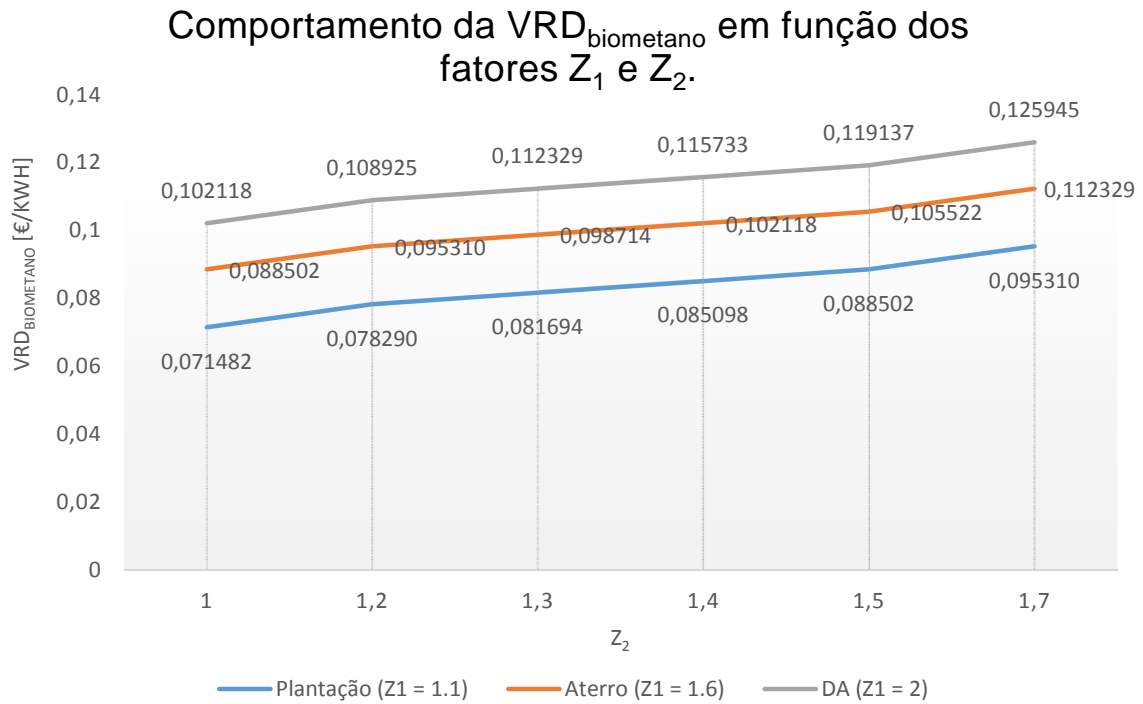


Figura 5.2 – Comportamento da  $VRD_{\text{biometano}}$  em função dos fatores  $Z_1$  e  $Z_2$ .

Como podemos verificar, esta tarifa poderá assim variar entre os 0,07148 e os 0,12595 €/kWh. Estes valores estão enquadrados com os preços de outros países europeus, como por exemplo França, onde as tarifas podem variar entre os 0,045 e os 0,095 €/kWh para gás de aterro e entre os 0,069 e os 0,125 €/kWh para unidades de DA (IEA, 2013).



# Capítulo 6

## Caso de Estudo: Tratolixo

Neste capítulo é efetuado o estudo comparativo entre a produção de energia elétrica a partir de biogás e o potencial de produção de biometano, tendo por base os dados concretos da Central de Digestão Anaeróbia da Abrunheira, propriedade da Tratolixo.

## 6.1. Apresentação da Instalação

A Tratolixo é uma empresa intermunicipal de capitais integralmente públicos, detida em 100% pela AMTRES - Associação de Municípios de Cascais, Mafra, Oeiras e Sintra para o Tratamento de Resíduos Sólidos, tendo por objeto social a gestão e exploração do Sistema de Gestão de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) que inclui o tratamento, deposição final, recuperação e reciclagem de resíduos sólidos, a comercialização dos materiais transformados, bem como outras prestações de serviços no domínio dos resíduos sólidos.

Atualmente, a Tratolixo possui três ecoparques: Abrunheira, Trajouce e Ericeira. A produção de biogás é efetuada em dois destes parques (Abrunheira e Trajouce). Em Trajouce é efetuada a recuperação de biogás produzido no aterro sanitário, que é posteriormente utilizado para produção de energia elétrica para injeção na rede, operação que decorre desde agosto de 2009. Mais recentemente, em novembro de 2012, teve início a exploração da nova unidade da Abrunheira, concelho de Mafra, onde é a produção de biogás é efetuada a partir de DA.

Para a presente análise será focada apenas a instalação da Abrunheira, devido ao facto de o gás de aterro, produzido na unidade de Trajouce, apresentar maiores dificuldades no que diz respeito ao processo de limpeza, devido ao seu teor de azoto mais elevado e a presença de outros contaminantes de difícil remoção. A DA, ao eliminar alguns destes componentes, é à partida a fonte de biogás com menor custo associado e com maior teor de metano.

### 6.1.1. Central de Digestão Anaeróbia (CDA) da Abrunheira

Esta Central de Digestão Anaeróbia é atualmente a maior unidade de tratamento do país, estimando-se que irá receber anualmente 200 000 toneladas de resíduos. A unidade contempla uma linha da central para o processamento dos resíduos orgânicos recolhidos seletivamente, com a capacidade de processamento de 40 000 toneladas, e duas linhas, com a capacidade de processamento de 80 000 toneladas cada, para o processamento dos resíduos indiferenciados, havendo tratamentos distintos para os diferentes tipos de resíduos e produção de um composto de classe I, proveniente do tratamento dos resíduos recolhidos seletivamente e de um composto de classe III, de qualidade inferior, proveniente do tratamento dos resíduos indiferenciados (Tratolixo, 2013).

Neste processo, parte da matéria biodegradável é transformada em biogás. O gás é aproveitado e transformado em energia elétrica, posteriormente injetada na Rede. A lama digerida é estabilizada por compostagem dando origem a um composto com possível valor comercial. Na figura 6.2 está esquematizado o processo de tratamento de resíduos nesta unidade.

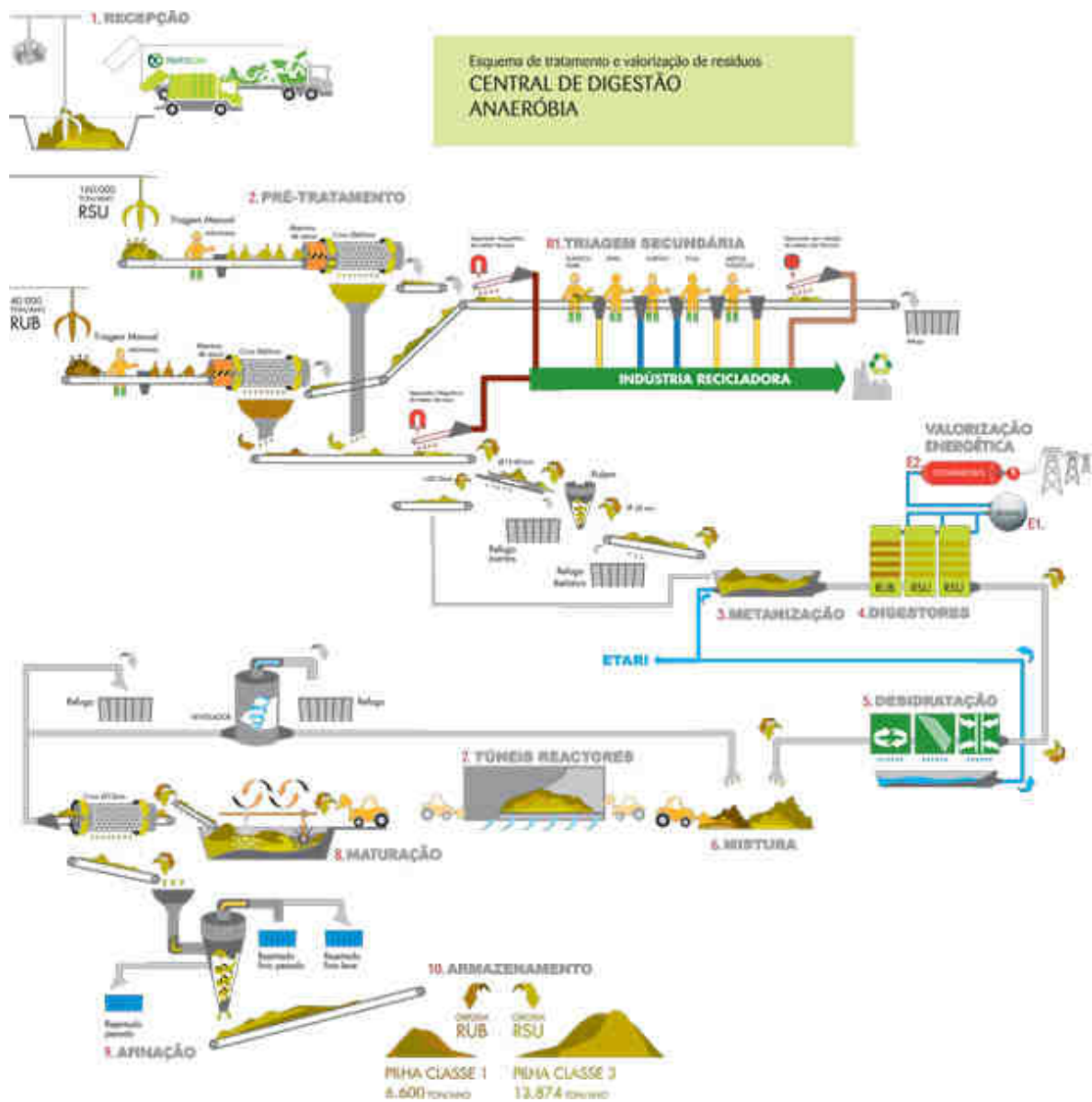


Figura 6.1 – CDA do Ecoparque da Abrunheira (fonte: <http://www.tratolixo.pt>).

#### 6.1.1.1. PRÉ-TRATAMENTO

O processo de pré-tratamento dos resíduos tem por objetivo a separação da fração dos resíduos com diâmetro entre 15 e 60mm, considerada como a mais indicada para o processo de digestão anaeróbia desta central. O pré-tratamento inicia-se com a separação de volumosos por triagem manual, antes da alimentação aos crivos rotativos. Aqui são recuperadas quantidades significativas de cartão e plásticos passíveis de serem recicladas. Também os designados monstros são removidos nesta etapa. Em termos de crivagem consideraram-se 3 trómeis de 60 mm que, através de movimentos de rotação, favorecem a queda dos materiais com granulometria igual ou inferior a 60 mm. Nestes equipamentos estão instaladas facas metálicas de grande dimensão que permitem proceder à abertura de sacos e potenciar a eficiência desta crivagem.

A fração inferior a 60mm é sujeita a uma separação magnética e encaminhada para um crivo vibratório com uma malha de 15 mm, onde é rejeitada a fração menor obtendo-se o diâmetro dos resíduos que se pretende introduzir nos digestores (entre 15 e 60 mm). A fração entre 15 e 60 mm é ainda sujeita a uma separação balística, de forma a expurgar os elementos pesados da matéria, como vidros e pedras, que poderiam ser prejudiciais ao funcionamento do digestor. A fração de finos (< a 15mm) e de pesados é enviada para aterro.

#### 6.1.1.2. TRIAGEM SECUNDÁRIA

Os materiais que não passam pela malha do trómel, superiores a 60 mm, são considerados rejeitados, mas antes de encaminhados para o destino final são ainda sujeitos a uma separação magnética, a triagem manual e a separação por correntes de Foucault. Nesta etapa recuperam-se diversos materiais recuperando-se metais ferrosos, não ferrosos e papel/cartão, filme plástico e plásticos mistos. Os recicláveis recuperados serão prensados e enviados para reciclagem.

#### 6.1.1.3. DIGESTÃO ANAERÓBIA

A fração entre 15 e 60 mm é misturada com material já digerido proveniente dos digestores, funcionando como inoculador para garantir um arranque anaeróbio rápido e suave. O substrato é bombeado para os digestores. O tempo de permanência do substrato nos digestores é de cerca de 39 dias, com uma temperatura estável de 55°C.

Existem 3 digestores (2 para RSU e 1 para RUB) com 27 metros de altura e um volume total de 3700 m<sup>3</sup>, ainda que o seu enchimento com substrato apenas seja feito até 83% da sua capacidade. O volume restante é o designado céu gasoso, onde se vai acumular o biogás produzido no processo de digestão anaeróbia.

A circulação do substrato no interior do digestor é feita sem o recurso a qualquer equipamento mecânico, processando-se apenas com a injeção de biogás (recirculado a partir

da produção do próprio digestor) a uma pressão de 10 bar na laje de fundo. Este processo provoca a deslocação do substrato, a sua homogeneização e a eliminação de bolsas de biogás.

Após a saída do digestor, o substrato é desidratado de forma a prosseguir para a etapa de compostagem. Esta desidratação é feita por equipamentos em série, que vão apurando a separação da componente sólida da componente líquida. Estes equipamentos, prensas, tamisadores e centrífugas, permitem a separação de 95% da fração sólida do substrato, que segue para a compostagem.

O biogás é captado no topo dos digestores, parte é enviado para os compressores para injeção no fundo dos digestores e o restante para os moto-geradores da unidade de cogeração, a partir dos quais se produz a energia elétrica a introduzir na Rede Elétrica.

#### 6.1.1.4. COMPOSTAGEM

Nesta etapa, o digerido é misturado com material estruturante e introduzido nos túneis, passando à fase aeróbia de tratamento da matéria orgânica.

Existem 10 túneis de compostagem: 3 para RUB e 7 para RSU. Os túneis, que proporcionam o arejamento forçado do substrato, ficam completamente fechados durante o período de permanência, cerca de 6 dias para o substrato proveniente de RSU e 2 semanas para o substrato proveniente de RUB, sendo o controlo dos parâmetros do processo, humidade, oxigénio, temperatura, feitos em contínuo, de modo a determinar a injeção de ar necessário e eventual rega.

Segue-se uma etapa de maturação, feita em nave independente, com formação de pilhas e revolvimento com equipamento mecânico. Aqui conclui-se a compostagem, com uma permanência de 1 semana para o composto RSU e 4 semanas para o composto RUB.

#### 6.1.1.5. AFINAÇÃO E EXPEDIÇÃO DO COMPOSTO

O composto, antes de expedido, é submetido a uma afinação mecânica que permitirá remover os contaminantes. Esta afinação é feita com uma crivagem de 12 mm e a separação em mesa densimétrica das frações pesadas, finas pesadas e leves, que serão enviadas para aterro.

O composto final é armazenado em nave própria, com zonas independentes para armazenamento do composto RSU e RUB, com capacidade para 1 mês e 4 meses de cada produto respetivamente.

#### 6.1.1.6. TRATAMENTO DO AR

Todas as naves são fechadas e possuem extração de ar para tratamento em biofiltros, que se situam no telhado dos túneis de compostagem. Existem 2 biofiltros com uma área aproximada de 1000 m<sup>2</sup> que permitem tratar cerca de 195 000 m<sup>3</sup>/h de ar.

#### 6.1.1.7. EFLUENTES LÍQUIDOS

Todos os efluentes líquidos são enviados para a ETARI do Ecoparque onde serão tratados. Após esse tratamento, a água obtida será reutilizada como água industrial na CDA.

#### 6.1.1.8. CÉLULAS DE CONFINAMENTO TÉCNICO DA ABRUNHEIRA (CCT)

Junto à unidade de digestão anaeróbia da Abrunheira serão construídas três células de confinamento técnico de apoio, de modo a receber a parte dos refugos dos processos de tratamento e valorização de resíduos não passíveis de qualquer outro tipo de valorização, bem como os resíduos inertes produzidos no Sistema.

#### 6.1.1.9. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUAS RESIDUAIS INDUSTRIAIS (ETARI)

Esta instalação de tratamento visa a depuração das águas residuais provenientes da Central de Digestão Anaeróbia, das células de confinamento técnico e ainda de águas residuais equiparadas a urbanas provenientes das instalações de apoio ao Ecoparque da Abrunheira.

## 6.2. Caracterização da Produção de Biogás

Como referido anteriormente, nesta unidade existem três digestores que possuem um total de 3 700 m<sup>3</sup> de capacidade. O enchimento dos digestores é feito em contínuo, o que por sua vez permite também um regime contínuo de produção de biogás. Segundo dados de projeto, o valor nominal de produção de biogás nesta instalação é de 10 737 937 Nm<sup>3</sup>/ano, com um teor de metano a rondar os 56%. Na tabela 6.1 são resumidos as principais variáveis do processo de produção de biogás.

Tabela 6.1 – Principais variáveis do processo de produção de biogás na CDA da Tratolixo.

<b>Produção de Biogás</b>	
Total de biogás produzido (nominal de projeto)	10 737 937 Nm <sup>3</sup> /ano
Teor de Metano	56%
Rendimento (Nm <sup>3</sup> /ton introduzida no digestor)	147
Aplicação final	Produção de energia elétrica
<b>Limpeza do Biogás</b>	
Substâncias a remover	Partículas e H <sub>2</sub> S
Método de limpeza	Unidade biológica de dessulfurização (lavagem em torre)
Resíduos a tratar	Lamas de enxofre
<b>Composto Digerido</b>	
Quantidade (ton/ano)	42 022
Sólidos totais	41%
Tratamento final	Compostagem
Aplicação final	Composto/Agricultura

### 6.3. Caracterização da Produção de Energia Elétrica

Todo o biogás produzido nesta unidade tem como aplicação final a produção de energia elétrica para injeção na rede. A esta produção estão associados três motores geradores com uma potência elétrica de 1 365 kW (4 095 kW no total).

O regime de produção de biogás e de energia injetada na rede, registado no período entre Janeiro e Agosto de 2013, é apresentado na tabela 6.2 e gráfico da figura 6.1.

Tabela 6.2 – Valores mensais do total de biogás produzido e energia elétrica injetada na rede.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto
<b>Biogás Produzido (Nm<sup>3</sup>)</b>	141 110	157 149	223 428	611 796	719 761	607 154	618 097	618 299
<b>Venda de Eletricidade (kWh)</b>	211 490	246 076	480 905	943 950	1 293 940	1 171 484	1 232 292	1 329 721

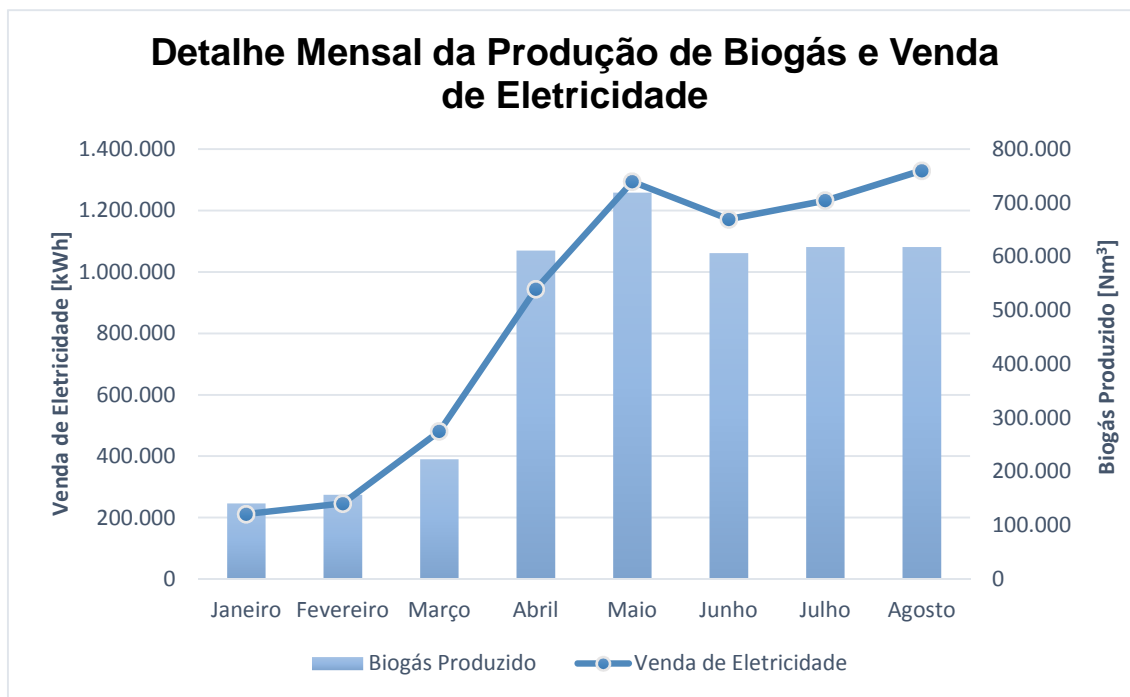


Figura 6.2 – Detalhe mensal da produção de biogás e venda de eletricidade (Tratolixo).

Utilizando o PCS de referência indicado, na tabela 2.2, de  $6,6 \text{ kWh/Nm}^3$  é possível estimar a eficiência do processo, no que diz respeito ao balanço entre a energia do biogás e a energia elétrica injetada na rede. Como se pode verificar na tabela 6.3, o aproveitamento médio do período de tempo estudado é cerca de 28%. Este valor deve-se às várias perdas energéticas que se verificam ao longo do processo de produção, nomeadamente à eficiência dos motores geradores e ao processo de limpeza do biogás, onde existem também algumas perdas de metano.

Tabela 6.3 – Aproveitamento energético (biogás produzido e energia elétrica injetada na rede).

	Biogás Produzido [kWh]	Energia Elétrica Produzida [kWh]	Aproveitamento
<b>Janeiro</b>	931.326	211.490	22,71%
<b>Fevereiro</b>	1.037.183	246.076	23,73%
<b>Março</b>	1.474.625	480.905	32,61%
<b>Abril</b>	4.037.854	943.950	23,38%
<b>Maio</b>	4.750.423	1.293.940	27,24%
<b>Junho</b>	4.007.216	1.171.484	29,23%
<b>Julho</b>	4.079.440	1.232.292	30,21%
<b>Agosto</b>	4.080.773	1.329.721	32,59%
<b>Média</b>			<b>27,71%</b>



## 6.4. Estimativa de Custos do Equipamento de Geração Elétrica

### 6.4.1. Motores Geradores

Como já referido, para a produção de energia elétrica nesta unidade existem três motores geradores com uma potência elétrica de 1 365 kW (4 095 kW no total). Existem no mercado diversos fabricantes que oferecem motores que podem operar a biogás com potências nesta ordem de grandeza, como por exemplo a GE Jenbacher, Deutz, MAN/MTU, entre outros.



Figura 6.3 – Motor gerador a gás (Deutz TBG 620K).

Para além do custo do motor, existem ainda outros fatores de custo associados a considerar, tais como: fornecimento dos sistemas elétricos (subestação, sala de quadros), sistemas de gás para os motores, controlo e instrumentação, obra de civil e chaminés, seguros, serviços e licenciamentos. Nesta análise apenas serão focados os custos particulares para a geração elétrica e não serão considerados custos de implementação que são partilhados com a produção de biometano. Os custos estimados para a implementação do sistema de cogeração são apresentados na tabela 6.4.

É ainda de referir que, no caso da cogeração, a ligação à rede elétrica é feita por conta do produtor. Este custo poderá variar de acordo com a localização da instalação e da rede elétrica mais próxima. Para o caso da CDA da Abrunheira, o custo de ligação à rede totalizou cerca de 622 422€, os quais não serão incluídos para a presente análise.

Tabela 6.4 – Custos de implementação do sistema de cogeração (fonte: Tratolixo).

<b>Motores Geradores (3) [€]</b>	<b>3 140 543</b>
<b>Compressores (3) [€]</b>	<b>237 441</b>
<b>Caldeira e sobreprensador [€]</b>	<b>204 251</b>
<b>Tocha e sobreprensador [€]</b>	<b>195 315</b>
<b>Custo Total de investimento [€]</b>	<b>3 777 550</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	<b>388 945</b>
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	<b>200 000</b>
<b>Custo de Manutenção [€/ano]</b>	<b>219 000</b>
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	<b>807 945</b>

## 6.5. Produção de Biometano

### 6.5.1. Introdução

O estudo da produção de biometano nesta unidade será efetuado supondo a substituição dos equipamentos de geração elétrica por um equipamento de *upgrade* de biogás para injeção na rede. Para este efeito, toda a produção de biogás será direcionada para a produção de biometano.

### 6.5.2. Características do Biogás Produzido

O biogás produzido na CDA da Abrunheira enquadra-se nos valores médios de referência do biogás, referidos no capítulo 2, com um teor de metano de cerca de 56%, conforme já mencionado.

Deste modo, a composição típica deste gás é a indicada na tabela 6.5. Estes componentes podem ter variações ligeiras, de acordo com o tipo de resíduos que estão a ser digeridos em cada momento.

Tabela 6.5 – Gamas da composição do biogás (fonte: <http://www.biogas-renewable-energy.info>)

Componente	
CH <sub>4</sub> % vol	50 – 60
CO <sub>2</sub> % vol	34 – 38
N <sub>2</sub> % vol	0 – 5
O <sub>2</sub> % vol	0 – 1
H <sub>2</sub> O % vol	6 (a 40°C)
H <sub>2</sub> S mg/m <sup>3</sup>	100 – 900
NH <sub>3</sub> mg/m <sup>3</sup>	-
<b>Características Físicas de Referência</b>	
PCS kWh/m <sup>3</sup>	6 – 6,6
PCI kWh/m <sup>3</sup>	5,5 – 6
Densidade relativa	0,93
Densidade normal (kg/m <sup>3</sup> )	1,21
Índice de Wobbe	6,9

### 6.5.3. Características do Biometano Para Injeção na Rede

Todos os países produtores de biometano já estabeleceram os *standards* de composição do gás para injeção na rede, no entanto, existem ainda algumas diferenças entre si no que diz respeito à concentração de alguns componentes que não o CH<sub>4</sub>. Nos últimos anos decorreram alguns projetos financiados pela EU com o objetivo de desenvolver um padrão comum para todos os países.

Um destes projetos foi o Biogasmax, da FP6 (*Sixth Framework Programme*). Aqui foi desenvolvida uma proposta que procurou encontrar um compromisso entre parâmetros formulados rigorosamente pelos Operadores das Redes de Distribuição e parâmetros que pudessem ser alcançados a preços e energia de processos razoáveis.

Um outro projeto foi realizado pela Marcogaz, uma associação técnica da indústria do Gás Natural. Este projeto não conseguiu alcançar uma proposta final por não se ter chegado a consenso com os operadores das redes de distribuição (GreenGas Grids, 2013).

Atualmente, um comité técnico europeu, o CEN TC 408, continua a trabalhar na procura de normalizar as diferentes exigências regulamentares nacionais. Neste comité existem quatro grupos de trabalho denominados por EG (*Expert Groups*) que têm as seguintes competências:

- EG1: Determinação de métodos para balanço de biometano (injetado e consumido);
- EG2: Biometano com combustível veicular;
- EG3: Especificações para injeção na rede;
- EG4: Métodos de teste.

A última proposta para alguns parâmetros do biometano, efetuada pelo EG3, está representada tabela 6.8.

Tabela 6.6 – Proposta de definição de parâmetros admissíveis para o biometano injetável na rede na composição do biogás (GreenGas Grids, 2013).

Hydrocarbon dew point	Hydrocarbon dewpoint (to be specified by WG 11)
Total silicon (calculated as Si)	Wait for the results of the case studies
Content in high hydrocarbons (blend)	No need, defined by hydrocarbon dewpoint
H <sub>2</sub>	<0,2 % for specific cases a study should prove whether a higher percentage is acceptable - At network entry points and cross border points between CEN member states the maximum H <sub>2</sub> content shall be no more than [0.1 or 0.2 mole%]. However, at entry points where the gas entering will not flow to another member state's system through a cross border point, a higher National limit may be applied.
THT/ Odorant level	Odorant level defined at national level. The biomethane injected should be odoured sufficiently so as to be recognised as natural gas. In cas of injection into non odourised network, biomethane shall then not be odourised.
Hg	Disclaimer
As	Disclaimer
Disclaimer on unexpected parameters with unwanted risks	Disclaimer
Biological agents	filter max mesh 1 micron
F ("fluore containing compounds")	< 10 mg/m <sup>3</sup> (n)
Cl ("chlorined containing compounds")	< 1 mg/m <sup>3</sup> (n)
HCl	No need
CO	No need
Mono aromatic hydrocarbons (BTEX)	No need
Poly aromatic hydrocarbons (PAHs)	
NH <sub>3</sub>	No need
HCN	No need

Em Portugal não existe qualquer definição de parâmetros específicos para o biometano, estando apenas definidos alguns parâmetros para o Gás Natural. Estes são regulamentados pela ERSE, sendo responsabilidade na REN Gasodutos o controlo dos parâmetros e o seu cumprimento. Os parâmetros estão publicados no Regulamento de Qualidade do Serviço, de Abril 2013 (ERSE, 2013). O Artigo 18º da Seção II define as gamas de variação admissíveis resumidas na tabela 6.9.

Tabela 6.7 – Parâmetros admissíveis do Gás Natural transportado em Portugal (ERSE, 2013).

Característica	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe [MJ/Nm <sup>3</sup> ]	48,17	57,66
Densidade Relativa	0,5549	0,7001
Ponto de Orvalho	-	-5°C à pressão máxima de serviço
Sulfureto de Hidrogénio	-	5 mg/Nm <sup>3</sup>
Enxofre Total	-	50 mg/Nm <sup>3</sup>

Este regulamento estabelece ainda que deverão ser monitorizadas as seguintes características do Gás Natural:

- Concentração de oxigénio;
- Ponto de orvalho de hidrocarbonetos para pressões até à pressão máxima de serviço;
- Concentração de sulfureto de carbonilo;
- Concentração de impurezas;
- Concentração mínima de metano.

O mesmo regulamento define ainda os seguintes aspetos (ERSE, 2013):

*“1 - O Gás Natural veiculado no SNGN deve garantir o correto funcionamento das infraestruturas e dos equipamentos, bem como a segurança na sua utilização. “*

*“2 - A monitorização das características do Gás Natural deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas nas quais se verifica a receção de Gás Natural no SNGN, a entrega de Gás Natural nos pontos de entrada da RNTGN e a mistura de Gás Natural de diferentes proveniências.”*

*“6 - Os operadores referidos no n.º 1 devem garantir que as características do gás asseguram a interoperacionalidade das suas infraestruturas com as demais infraestruturas a que se encontrem ligadas.”*

A CDA da Abrunheira possui uma unidade de biológica de dessulfurização, através de lavagem em torre. Esta unidade permite assim eliminar grande parte do  $H_2S$ , que é a impureza do biogás mais preocupante devido ao seu forte efeito corrosivo (Ryckebosch, 2011) em compressores, tanques, motores ou outros elementos de queima. Quando da sua combustão,  $SO_2$  e  $SO_3$  são formados, os quais são mais tóxicos que o  $H_2S$  e que em conjunto água provocam corrosão. Para além do  $H_2S$ , esta unidade permite também a redução de partículas (poeiras).

#### 6.5.4. Aspetos Económicos da Produção de Biometano

Existem diversos aspetos económicos e financeiros relevantes no que diz respeito à operação de produção de biometano. Dependendo da tecnologia de separação de gases selecionada, poderá ser necessário um pré ou pós tratamento do gás, ou um tratamento de águas residuais ou gases de escape.

Assim podemos resumir a produção de biometano em 5 etapas:

1. Pré-tratamento do biogás (remoção de partículas, siloxanos e outros componentes residuais);
2. Dessulfurização;
3. Compressão;
4. *Upgrade* (separação de  $CO_2$  e  $H_2O$ );
5. Tratamento final (controlo de humidade, ajuste do poder calorífico, tratamento de gases de escape);

Algumas tecnologias de *upgrade* permitem efetuar algumas destas etapas em simultâneo, pelo que a sua seleção deve ter em consideração as cinco etapas referidas.

Os fatores de custo desta implementação podem variar de acordo com as políticas em vigor, e com as condições de produção do biogás. Os fatores mais relevantes são:

1. Dimensão da unidade;
2. Composição do biogás;
3. Requisitos do produto final (composição e pressão do biometano);
4. Requisitos de tratamento das emissões resultantes (gases de escape);
5. Tecnologia de dessulfurização;
6. Tecnologia de *upgrade*;
7. Requisitos de monitorização de qualidade;
8. Odorização;
9. Tubagens;

10. Estação de injeção;
11. Outros aspetos legais;

No caso da CDA da Abrunheira, a dimensão da unidade de produção de biogás está definida, assim como já existe uma tecnologia de dessulfurização.

Para os cálculos seguintes, serão considerados os seguintes pressupostos:

- Caudal nominal de biogás produzido na CDA: 1 226 Nm<sup>3</sup>/h;
- Teor de metano do biogás: 56% (vol.);
- Teor de metano do biometano: 97% (vol.);
- Pressão de saída do biometano: entre 6 e 8 bar(g)
- PCS do biometano: 10,7 kWh/Nm<sup>3</sup>;
- Taxa de juro para o cálculo do custo de capital: 6% a 15 anos.

Os fatores 7, 8, 9, e 10 dizem respeito à ligação da instalação à rede de distribuição e são abordados no ponto 6.5.6.

Deste modo, a análise económica da produção de biometano será baseada unicamente na tecnologia de *upgrade*.

### 6.5.5. Seleção da Tecnologia de Separação de Gases

#### 6.5.5.1. ENQUADRAMENTO

A seleção do processo de separação de gases será feita tendo por base os seguintes custos:

- Custos de capital
  - Taxas de juro do custo de capital;
  - Prazo de amortização;
  - Financiamento dos custos de investimento;
- Custos operacionais
  - Pessoal;
  - Eletricidade;



- Materiais, químicos;
- Custo de manutenção
  - Tempo de vida dos componentes;
- Retorno económico
  - Tarifa de remuneração

Para estes cálculos foi utilizada a ferramenta *Biomethane Calculator*, desenvolvida pela Universidade Viena, durante o projeto da IEE (*Intelligent Energy Europe*) *Biomethane Regions*, e que foi projetada para ser utilizada em estudos de viabilidade para novas instalações de biometano. Pode ser obtida em <http://www.bio-methaneregions.at/?q=node/60>.

Para a seleção do processo mais adequado para a instalação em estudo, serão comparadas as tecnologias de separação de gases comercialmente mais aplicadas para este efeito. Estas tecnologias são:

- Adsorção por variação de pressão (PSA);
- Água pressurizada (*water scrubbing*);
- Aminas (absorção química);
- Permeação (Membrana)

Os custos apresentados incluem a compressão e desumidificação do biogás antes e/ou depois da separação de CO<sub>2</sub>, e a dessulfurização fina, de acordo com a necessidade específica de cada tecnologia de separação.

#### 6.5.5.2. ADSORÇÃO POR VARIAÇÃO DE PRESSÃO (PSA)

Dados principais:

- Necessidade de energia térmica: Não
- Necessidade de água: Não
- Água residual: Não
- Efeito de Dessulfurização: Não
- Presença no mercado: média
- Processo não contínuo, controlo difícil em caso de alterações do caudal. Não económico para unidades maiores.

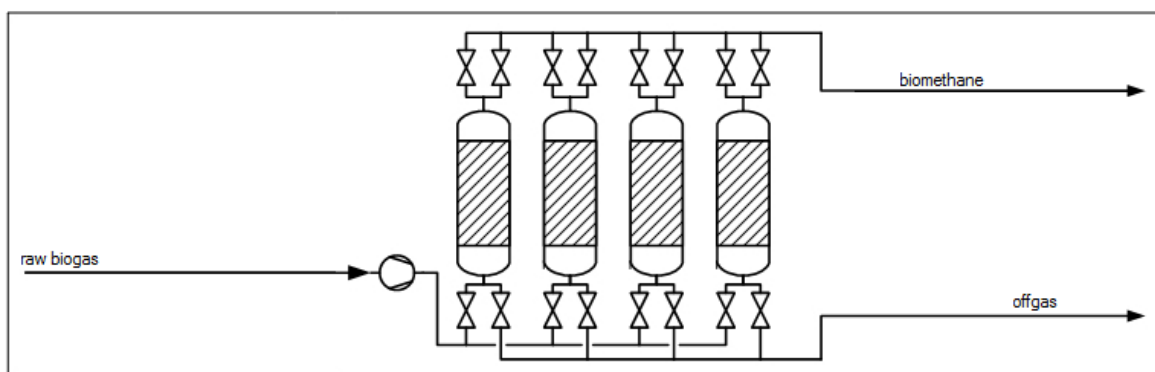


Figura 6.4 – Esquema do Processo PSA (IEE, 2013).

#### 6.5.5.2.1. PARÂMETROS TÉCNICOS DA UNIDADE DE *UPGRADE*

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	98
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	7
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	6 076 268

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.2.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO E CUSTOS OPERACIONAIS

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>2 043 491</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	210 403
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	450 798
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	661 202
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	10,88

(fonte: *Biomethane Calculator*)

### 6.5.5.3. ÁGUA PRESSURIZADA (*WATER SCRUBBING*)

Dados principais:

- Necessidade de energia térmica: Não;
- Necessidade de água em contínuo;
- Água residual: Sim, em contínuo;
- Efeito de Dessulfurização: Sim;
- Perda de metano: < 2 %;
- Presença no mercado: muito alta;
- Assegurar contra congelamento;
- Adição constante de água com qualidade (baixa dureza);
- Risco de Corrosão – requer materiais de alta qualidade;

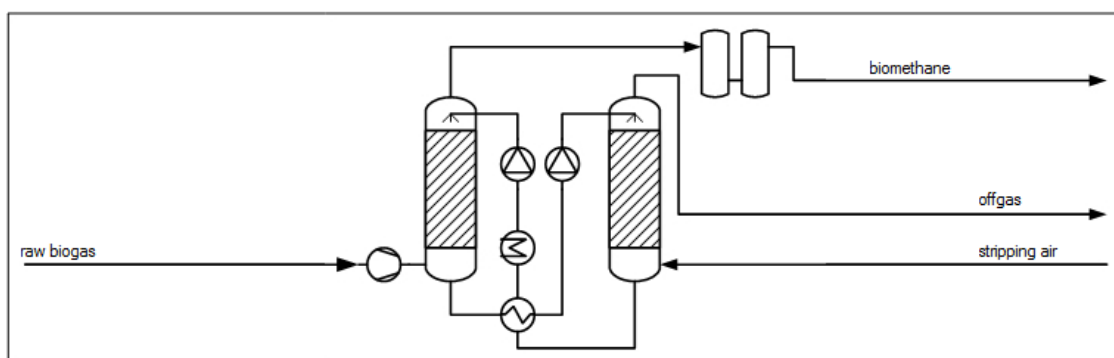


Figura 6.5 – Esquema do Processo WS (IEE, 2013).

#### 6.5.5.3.1. PARÂMETROS TÉCNICOS DA UNIDADE DE *UPGRADE*

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	98
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	8
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	6 076 268

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.3.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO E CUSTOS OPERACIONAIS

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>1 812 392</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	186 609
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	441 874
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	628 483
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	10,34

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.4. AMINAS (ADSORÇÃO QUÍMICA)

Dados principais:

- Necessidade de energia térmica: 0,85 kWh/Nm<sup>3</sup> (110-160°C);
- Necessidade de água: não;
- Água residual: não;
- Efeito de Dessulfurização: só para afinação;
- Presença no mercado: alta;
- Necessita secagem adicional;
- Sensível a O<sub>2</sub>;
- Consumo alto de energia térmica para desorção (pode criar problemas da disponibilidade).

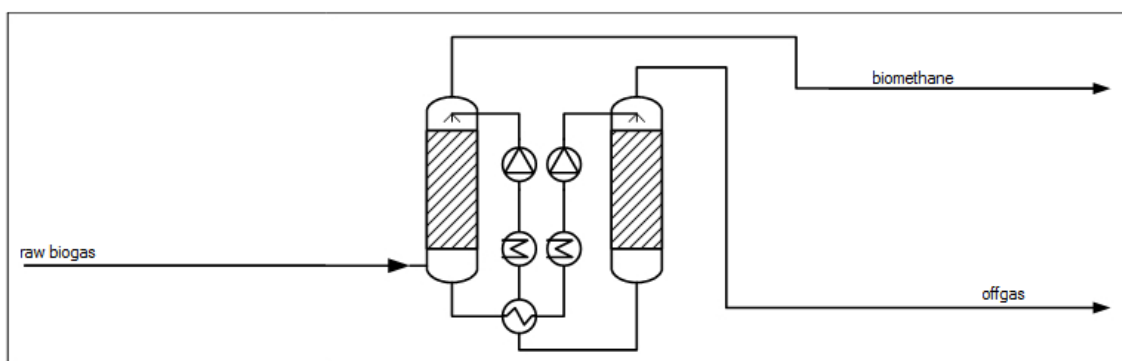


Figura 6.6 – Esquema do Lavagem com Aminas (IEE, 2013).

#### 6.5.5.4.1. PARÂMETROS TÉCNICOS DA UNIDADE DE *UPGRADE*

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	99,96
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	7
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	6 197 794

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.4.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO E CUSTOS OPERACIONAIS

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>2 199 656</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	226 483
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	690 588
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	917,071
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	14,8

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.5. PERMEAÇÃO (SEPARAÇÃO POR MEMBRANA)

Dados principais:

- Necessidade de energia térmica: Não;
- Necessidade de água: Não;
- Água residual: Não;
- Efeito de Dessulfurização: só para afinação;
- Perda de metano: < 3 %;
- Presença no mercado: média;
- Antes das membranas: Secagem e dessulfurização

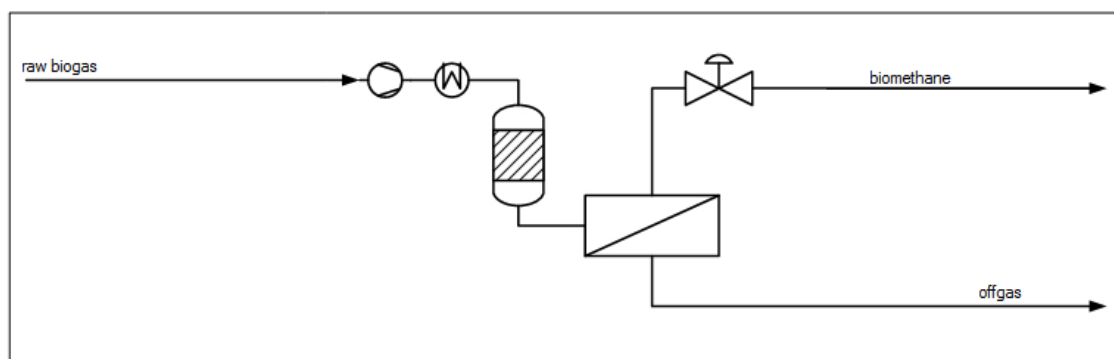


Figura 6.7 – Esquema da separação como membrana (IEE, 2013).

Existem diferentes tipos de membrana, e que de acordo com a seletividade do material de que são compostas podem ter taxas de recuperação de metano baixas, médias ou altas.

#### 6.5.5.5.1. PARÂMETROS TÉCNICOS DA UNIDADE DE *UPGRADE*

##### Membrana de Baixa Recuperação de Metano

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	80
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	6
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	4 960 219

(fonte: *Biomethane Calculator*)

##### Membrana de Média Recuperação de Metano

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	95
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	6
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	5 890 260

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### Membrana de Alta Recuperação de Metano

<b>Recuperação de Metano [%]</b>	99,5
<b>Pressão do biometano [barg(g)]</b>	6
<b>Produção Anual de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	6 169 272

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### 6.5.5.5.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO E CUSTOS OPERACIONAIS

No que diz respeito às membranas, os valores de investimento apresentados já incluem o número de unidades necessárias para o tratamento de um caudal de 1 226 Nm<sup>3</sup>/h. Os valores dos custos operacionais também já incluem a substituição de membranas de acordo com esta utilização.

#### Membrana de Baixa Recuperação de Metano

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>1 597 142</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	164 446
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	356 417
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	520 863
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	10,5

(fonte: *Biomethane Calculator*)

#### Membrana de Média Recuperação de Metano

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>1 948 949</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	200 669
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	526 916
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	727 586
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	12,35

(fonte: *Biomethane Calculator*)

## Membrana de Alta Recuperação de Metano

<b>Custo de investimento [€]</b>	<b>2 089 415</b>
<b>Custo de Capital [€/ano]</b>	215 132
<b>Custo Operacional [€/ano]</b>	636 354
<b>Custo total anual [€/ano]</b>	851 486
<b>Custo específico por m<sup>3</sup> de biometano [€centNm<sup>3</sup>]</b>	13,8

(fonte: *Biomethane Calculator*)

### 6.5.5.6. ANÁLISE COMPARATIVA

A tabela 6.8 resume as características económicas de cada uma das tecnologias analisadas, sendo a remuneração da energia produzida calculada com base na fórmula (4.7) definida no ponto 5.3.



Tabela 6.8 – Características económicas das diferentes tecnologias de *upgrade*.

Tecnologia	PSA	WS	Aminas	Membrana De Baixa Recuperação de CH <sub>4</sub>	Membrana De Média Recuperação de CH <sub>4</sub>	Membrana De Alta Recuperação de CH <sub>4</sub>
<b>Custo de Investimento [€]</b>	2 043 491 {6.5.5.2.2}	1 812 392 {6.5.5.3.2}	2 199 656 {6.5.5.4.2}	1 597 142 {6.5.5.5.2}	1 948 949 {6.5.5.5.2}	2 089 415 {6.5.5.5.2}
<b>Custo Total Anual [€/ano]</b>	661 202 {6.5.5.2.2}	628 483 {6.5.5.3.2}	917 071 {6.5.5.4.2}	520 863 {6.5.5.5.2}	727 586 {6.5.5.5.2}	851 486 {6.5.5.5.2}
<b>Custo específico do biometano [cent€/Nm<sup>3</sup>]</b>	10,88 {6.5.5.2.2}	10,34 {6.5.5.3.2}	14,8 {6.5.5.4.2}	10,5 {6.5.5.5.2}	12,35 {6.5.5.5.2}	13,8 {6.5.5.5.2}
<b>Produção de Biometano [Nm<sup>3</sup>]</b>	6 076 268 {6.5.5.2.1}	6 076 268 {6.5.5.3.1}	6 197 794 {6.5.5.4.1}	4 960 219 {6.5.5.5.1}	5 890 260 {6.5.5.5.1}	6 169 272 {6.5.5.5.1}
<b>Recuperação de CH<sub>4</sub> [%]</b>	98 {6.5.5.2.1}	98 {6.5.5.3.1}	99,96 {6.5.5.4.1}	80 {6.5.5.5.1}	95 {6.5.5.5.1}	99,5 {6.5.5.5.1}
<b>Fator Z<sub>2</sub> {Tabela 5.2}</b>	1,5	1,5	1,7	1,2	1,4	1,7
<b>VRD<sub>biometano</sub> [€/kWh] (Fórmula 5.1)</b> {PCS=10,7 kWh/Nm <sup>3</sup> ; Z <sub>1</sub> =2 (Tabela 5.1)}	0,1191372	0,1191372	0,1259450	0,1089254	0,1157333	0,1259450

Nota: em cada célula é indicado entre { } o ponto em que cada valor é calculado.

### Características Económicas das Tecnologias de *Upgrade* (Caudal 1 226 Nm<sup>3</sup>/h)

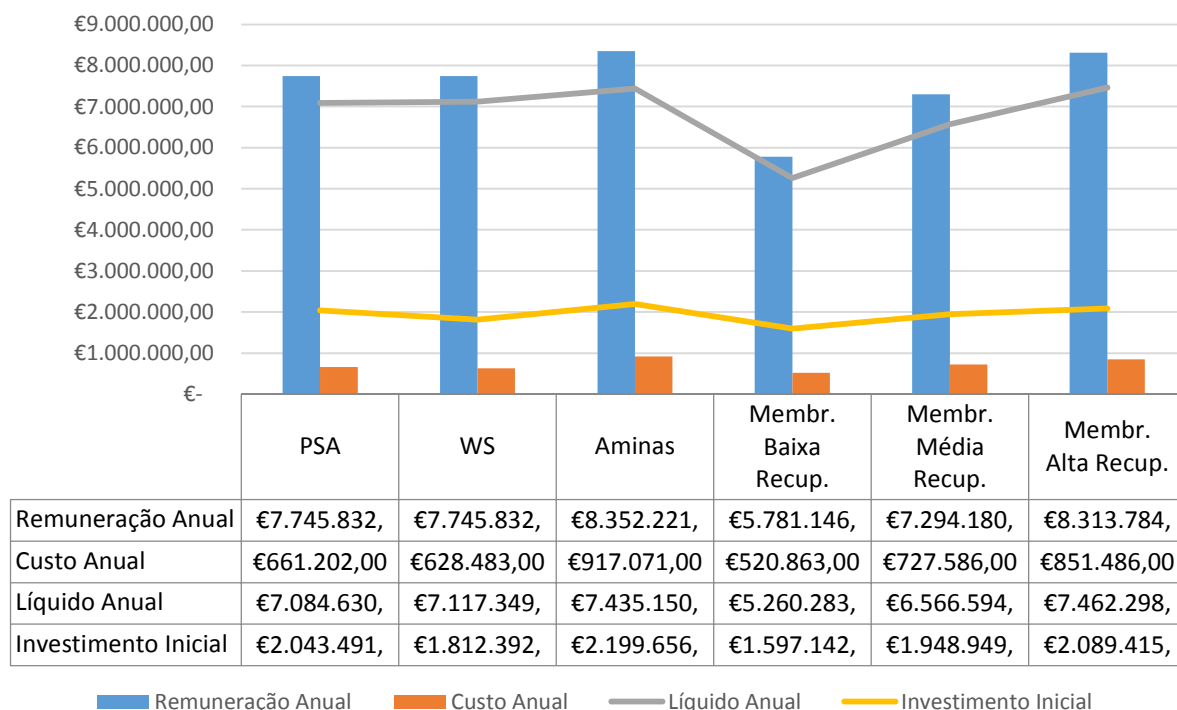


Figura 6.8 – Características económicas das diferentes tecnologias de *upgrade*, para um caudal de 1 226 Nm<sup>3</sup>/h de biogás.

O gráfico da figura 6.8 representa o valor do investimento inicial, o custo anual e a remuneração anual para a quantidade de biometano produzido. Como é possível verificar, a tecnologia separação por membrana apresenta a melhor razão custo/remuneração, com um valor líquido de remuneração anual de 7 462 299 €/ano, pelo que pode ser considerada como a solução economicamente mais viável. No entanto, o custo unitário mais reduzido é o do processo *Water Scrubbing*. Este facto deve-se ao benefício aplicado no cálculo da tarifa de remuneração ao fator de recuperação de metano, que no caso da separação por membrana é superior, como é possível observar na tabela 6.8.



Figura 6.9 – Exemplo de uma unidade de produção de biogás com tecnologia de membrana, com capacidade de 300 Nm<sup>3</sup>/h (Kißlegg-Rahmhaus, Alemanha).

A figura 6.10 apresenta o esquema proposto para a produção de biometano na instalação da Tratulixo, tendo em conta a tecnologia de separação selecionada (permeação). Como é possível observar, o biogás gerado nos biodigestores é submetido a um primeiro processo de filtragem de partículas e análise da qualidade do gás (cromatografia). Em seguida, o biogás sofre a primeira etapa de dessulfurização, através da unidade biológica (já existente na instalação da Tratulixo). Esta unidade efetua a dessulfurização através da oxidação do ácido sulfídrico provocada por micro-organismos. Para que possa ocorrer a oxidação é necessária a entrada de uma pequena quantidade de ar. Nesta unidade, o biogás é processado através de filtros que contêm os micro-organismos e submetido a um contrafluxo de água. Deste modo, grande parte do H<sub>2</sub>S é convertido sendo os produtos residuais água (enviada para a ETARI) e lamas de enxofre (enviadas para aterro). Neste processo o biogás resultante passa a ter um teor máximo de H<sub>2</sub>S de 50 ppmv.

A próxima fase do processo é a dessulfurização fina, que tem como objetivo reduzir o teor de H<sub>2</sub>S até um máximo de 0,38 ppmv. O processo mais eficiente para esta dessulfurização é a adsorção em óxidos metálicos ou carbono ativado. O H<sub>2</sub>S é adsorvido nas superfícies dos óxidos ou do carbono ativado, sendo o único produto residual desta fase o vapor de água. Os materiais adsorventes são substituídos sempre que atingem a sua carga máxima de enxofre (IEE, 2013). Para que possa ser submetido a esta segunda dessulfurização é necessário proceder previamente à compressão e desumidificação do biogás (processo que também efetua a remoção de amoníaco).

Em seguida, o biogás é enviado para unidade de permeação por membrana, onde se efetua a separação do CH<sub>4</sub> e dos outros componentes (99,5% CO<sub>2</sub>), sendo o gás resultante o

denominado biometano (com cerca de 97% de teor de CH<sub>4</sub>). Apesar de não ter sido estudado no presente trabalho, o CO<sub>2</sub> resultante poderá ser comprimido e capturado para posterior utilização e valorização, permitindo assim reduzir ainda mais a emissão de GEE de todo o processo.

O fluxo rico em CH<sub>4</sub> (biometano) é então submetido a uma primeira regulação de pressão antes de ser enviado para a estação de injeção na rede de distribuição (propriedade do operador da rede) na qual será efetuado novo controlo da qualidade através de análise cromatográfica. Nesta mesma estação é ainda efetuada uma filtragem fina, controlo do ponto de orvalho e odorização do gás para que cumpra todos os parâmetros requeridos regulamentarmente. É nesta estação que está também instalada a unidade de medição fiscal que contabilizará o volume de biometano efetivamente injetado na rede.

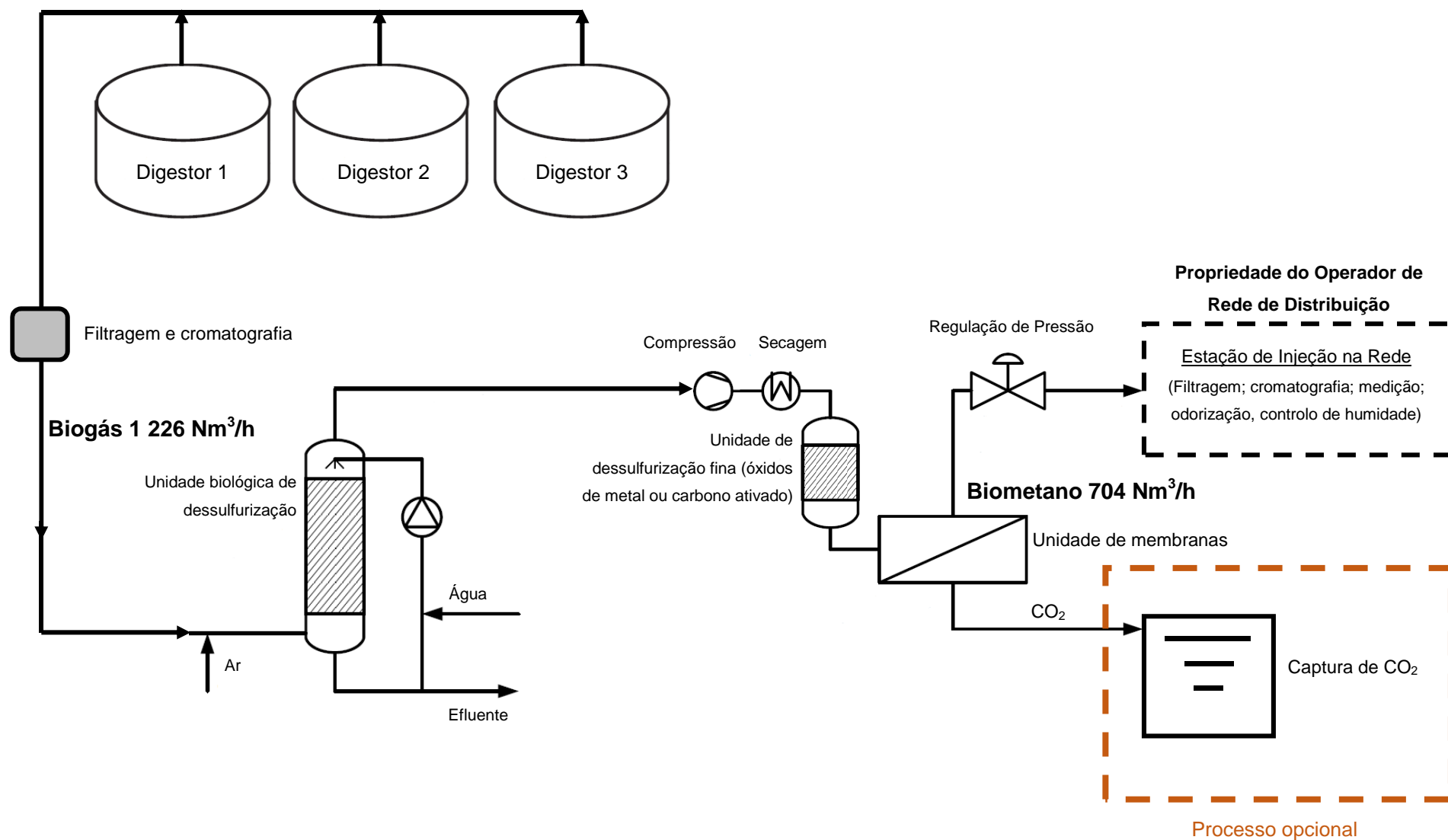


Figura 6.10 – Esquema do processo proposto para produção de biometano.

#### 6.5.6. *Ligação à Rede de Gás Natural*

A Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho 2003 garante um acesso não discriminatório às redes de Gás Natural. Esta diretiva foi transposta para a Lei nacional através do Decreto-Lei 30/2006 e 140/2006, sendo que no entanto estas excluíram a referência ao caso do biometano. Contudo, a Diretiva do Parlamento Europeu não deixa de ser vinculativa para o Estado Português.

À semelhança do que ocorre noutros países da UE, o operador da rede de transporte ou de distribuição é o responsável por garantir a ligação do produtor à sua rede, cumprindo este as especificações definidas no que diz respeito às características do biometano produzido (características da qualidade do gás e compressão do gás para injeção).

Tendo em conta as diversas vantagens económicas e ambientais que a produção de biometano representa, será importante que o custo de ligação dos produtores de biometano seja refletido futuramente na formulação de custos regulados dos operadores da rede de transporte e distribuição. Desta forma, os seguintes custos de ligação deverão ser da responsabilidade do operador:

- Unidades de medição;
- Regulação de pressão;
- Odorização do gás;

A rede de distribuição de Gás Natural é uma rede de gasodutos que permite a distribuição através de redes de Média e Baixa pressão (inferior a 20 bar), para receção e entrega a clientes finais. Na atividade de distribuição inclui-se também o recebimento, armazenagem e regaseificação de Gás Natural nas unidades autónomas de GNL e sua entrega a clientes finais através das respetivas redes de distribuição. (ERSE)

O operador da rede de distribuição deverá ser a entidade responsável por definir qual a rede (baixa ou média pressão) à qual deverá ligado o cliente produtor de biometano, tendo em conta o seu regime de produção, a pressão de saída do biometano da sua instalação, distância ao ponto de rede mais próximo e outras disposições legais ou de segurança.

O Ecoparque da Abrunheira situa-se no concelho de Mafra, a cerca de 1,5 km da Malveira, onde a concessionária para a distribuição de Gás Natural é a LisboaGás. Esta proximidade permite concluir que a ligação à rede seria uma operação com baixos requisitos técnicos e financeiros para o operador.

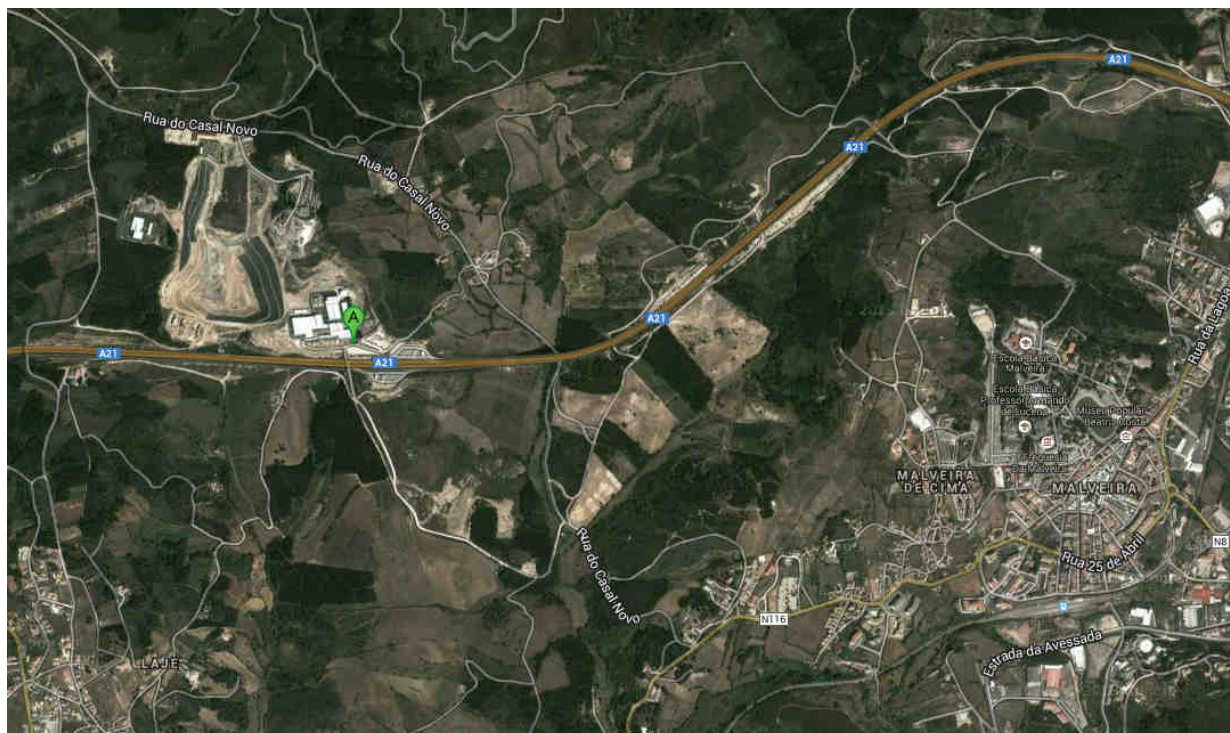


Figura 6.11 – Localização do Ecoparque da Abrunheira (assinalado com A).

### *6.5.7. Comparação Económica entre a Produção de Biometano e a Geração Elétrica*

#### 6.5.7.1. TARIFA DE REMUNERAÇÃO

Esta comparação tem por base a remuneração da produção de biometano através da tecnologia selecionada no ponto 6.5.5.6, e a atual remuneração para a energia elétrica produzida através de biogás de DA, na CDA da Abrunheira.

Segundo informação fornecida pela Tratolixo, o valor médio da tarifa de remuneração da energia elétrica injetada na rede, entre janeiro e agosto de 2013 foi de 0,110 €/kWh.

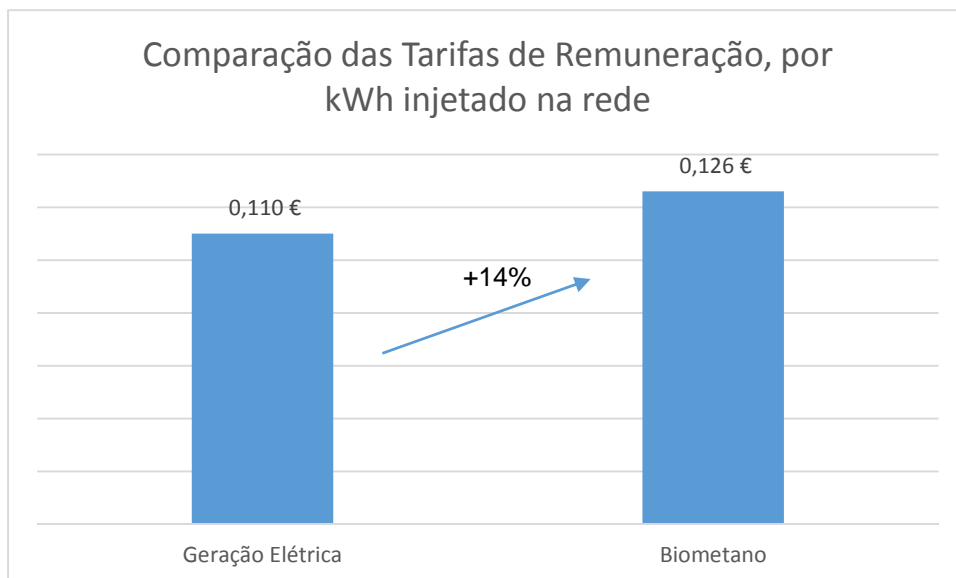


Figura 6.12 – Comparação da tarifa de remuneração, por kWh injetado na rede.

Como se pode verificar no gráfico da figura 6.12, a tarifa unitária de remuneração para o biogás produzido nas condições descritas atrás é cerca de 14% superior. Com base nestas tarifas unitárias, é possível estimar o valor da remuneração total anual, para cada uma das tecnologias.

Considerando a produção de gás referida no ponto 6.5.4 (1 226 Nm<sup>3</sup>/h), o total de biogás produzido num ano é de aproximadamente 10 737 937 Nm<sup>3</sup>. De acordo com o apresentado na tabela 6.3, a eficiência do processo de geração elétrica é cerca de 28%, sendo o PCS do biogás de 6,6 kWh/Nm<sup>3</sup> (ponto 6.3.2). Assim temos:

$$\text{Energia Elétrica Injetada na Rede} = 10\,737\,937 \times 6.6 \times 0,28 = 19\,843\,708 \text{ kWh/ano}$$

Relativamente à produção de biometano, conforme apresentado na tabela 6.8, utilizando a tecnologia de membrana de alta recuperação de CH<sub>4</sub>, o volume anual produzido é de 6 169 272 Nm<sup>3</sup>, com um PCS de 10,7 kWh/Nm<sup>3</sup>. Assim temos

$$\text{Energia de Biometano Injetada na Rede} = 6\,169\,272 \times 10,7 = 66\,011\,210 \text{ kWh/ano}$$

Conclui-se assim que, para o mesmo regime de produção de biogás, a produção de biometano apresenta uma eficiência superior em cerca de 327%, quando comparamos os valores de energia injetados na rede.



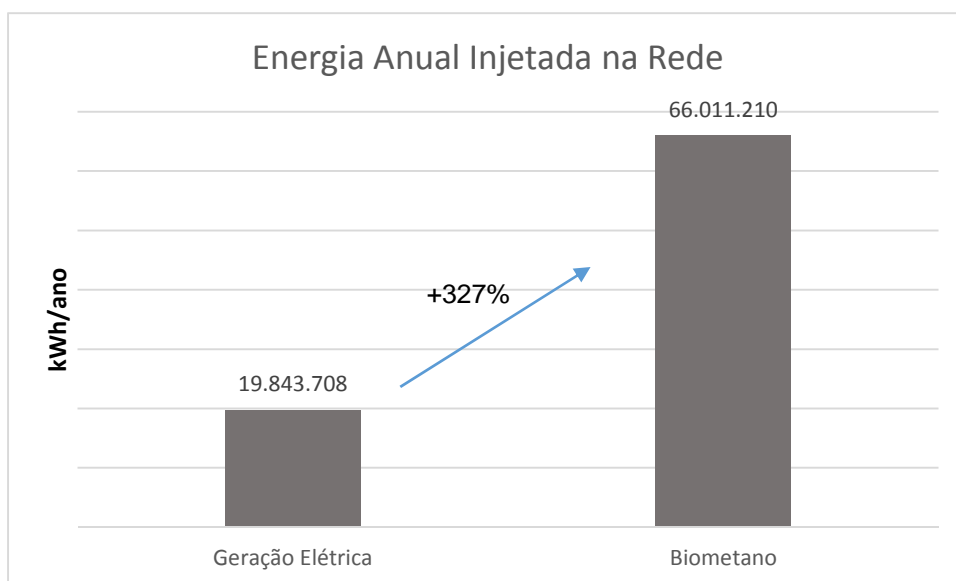


Figura 6.13 – Comparação do total de energia anual injetada na rede.

O gráfico 6.14 reflete a remuneração total anual, para cada uma das tecnologias referidas, tendo por base as tarifas indicadas na figura 6.12 e a energia produzida indicada na figura 6.13. Regista-se um valor total anual de remuneração superior em 381% para a produção de biometano.

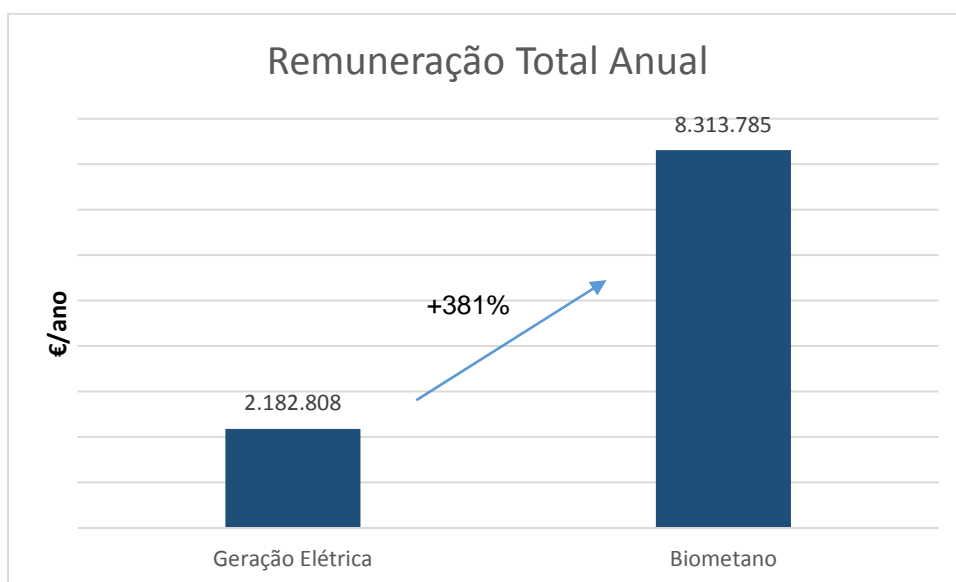


Figura 6.14 – Comparação da remuneração total anual.

### 6.5.7.2. CUSTOS DE INVESTIMENTO

Os custos de investimento inicial para cada uma das tecnologias apresentam uma diferença considerável, sendo a implementação de um sistema produção de biometano por membrana cerca de 45% inferior ao da geração elétrica.

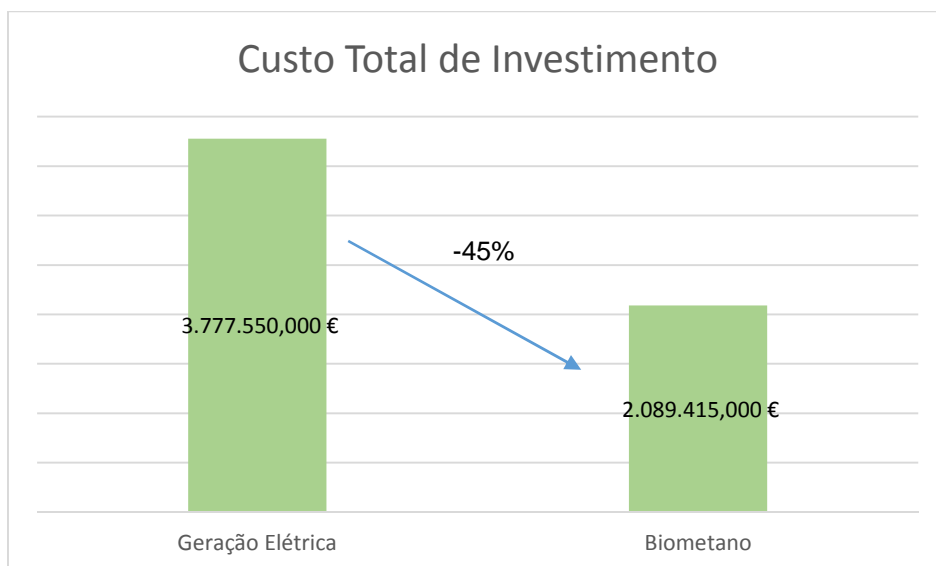


Figura 6.15 – Comparação do custo total de investimento.

### 6.5.7.3. CUSTOS TOTAIS ANUAIS

Os custos anuais de manutenção, operação e custos de capital verificam valores bastante próximos, sendo o sistema de produção de biometano cerca de 5% superior.

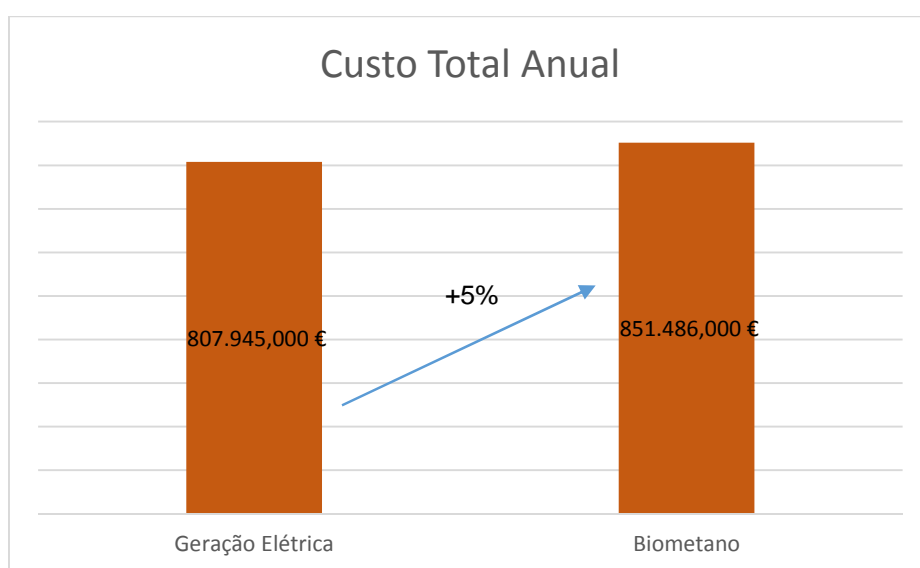


Figura 6.16 – Comparação do custo total anual.

# Capítulo 7

## Conclusões

Em primeiro lugar, este estudo permite concluir que o principal entrave à produção de biometano em Portugal é a ausência de regulamentação específica, apesar do importante foco que lhe é atribuído pelas diretivas europeias. Este facto coloca Portugal como um dos países europeus mais atrasados no que diz respeito a esta tecnologia, que é já largamente aplicada em países como Alemanha, França, Suécia, Holanda e mesmo a vizinha Espanha. Este atraso é paralelamente uma dificuldade acrescida para o cumprimento das metas europeias, tanto ambientais como de produção de energia renovável, conforme definido no PNAER.

A definição do método de remuneração deste tipo de produção, e a introdução dos custos de ligação à rede nos custos regulados dos operadores de distribuição dependem fundamentalmente de uma intervenção política. No entanto, foi possível demonstrar que o custo de investimento é bastante competitivo quando comparado com a geração de eletricidade a partir de biogás. Para além deste facto, dado que a eficiência energética é consideravelmente maior, a remuneração da energia na forma de biometano é também consideravelmente maior, o que pode tornar o investimento a médio prazo bastante atrativo para o produtor.

O potencial de produção nacional é bastante relevante, comparativamente a outras fontes renováveis, e tendo em conta o seu impacto ambiental, nomeadamente na gestão de resíduos, esta solução apresenta-se como incontornável num futuro próximo.

Assim, os futuros desenvolvimentos, a nível nacional, deverão ser no âmbito legal e regulamentar. A nível técnico, os processos de separação por membrana apresentam um enorme potencial de desenvolvimento, tanto a nível de materiais, como de configuração do processo (multiestágio). Como tal, a perspetiva é a contínua redução dos custos de produção destas membranas, e consequentemente a redução dos custos específicos da produção de biometano.

Será ainda importante o desenvolvimento de novos estudos no que diz respeito à integração do processo de captura de carbono com a produção de biometano, e sua valorização. Um outro desenvolvimento que poderá ser realizado, a nível nacional, é o estudo de aplicações alternativas do biometano, nomeadamente a sua utilização como combustível veicular e respetiva remuneração. Neste âmbito será também importante desenvolver *standards* específicos para a qualidade do biometano.

# Bibliografia

Biogas Renewable Energy - *Information website on biogas*, <http://www.biogas-renewable-energy.info>

*Biogas to Biomethane Technology Review*, Research Division Thermal Process Engineering and Simulation, Vienna University of Technology, Austria, Maio 2012.

Coalinfo, <http://www.coalinfo.net.cn/deutz/eng/Doku/TBG620K.pdf>

DBFZ, *Focus on Biomethane – Biomass for energy*, Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, Alemanha, 2012

Decreto-Lei nº168/99

Decreto-Lei nº225/2007

Decreto-Lei nº339-C/2001

Decreto-Lei nº33-A/2005

DGEG (Direção Geral de Geologia e Energia, [www.dgeg.pt](http://www.dgeg.pt)

DGEG, *Estatísticas rápidas nº100*, Direção-Geral de Energia e Geologia, Lisboa, Portugal, Abril 2012

EurObserv'ER, Geographic Information System, <http://www.eurobserv-er.org/>  
Eurostat, Statistics database, *Energy dependence (tgigs360)*, European Commission, 2012

EPA, <http://www.epa.gov/agstar/anaerobic/ad101/anaerobic-digesters.html>

Ferreira,M, Marques,I.P. and Malico,I., *Biogas in Portugal: Status and public policies in a European context*, Energy Policy Vol. 43, Janeiro 2012, pp. 267-274

González-González,A., Cuadros,F., Continuous *Biomethanization of Agrifood Industry Waste: A Case Study in Spain*, Process Biochemistry Vol. 48, Junho 2013, pp. 920-925

Goulding,D., Power,N., *Which is the preferable biogas utilisation technology for anaerobic digestion of agricultural crops in Ireland: Biogas to CHP or biomethane as a transport fuel?*, Renewable Energy Vol. 53, Maio 2013, pp. 121-131

Grande,C., *Biogas Upgrading by Pressure Swing Adsorption*, Biofuel's Engineering Process Technology, Agosto 2011, pp. 55-84

GreeGas Grids, <http://www.greengasgrids.eu/>

Harasek,M., Biogas: Characteristics, *Cleanup Technologies and Upgrading*, Kick-off Biomethane Regions, Vienna University of Technology, Maio 2011

He,X., Hägg,M., *Membranes for Environmental Friendly Energy Processes*, Membranes, Outubro 2012, pp. 706-726

Huertas,J., Giraldo,N., Izquierdo,S., *Removal of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> from Biogas by Amine Absorption*, Mass Transfer in Chemical Engineering Processes, Novembro 2011, pp. 133-150

IEA - International Energy Agency, Key World Energy Statistics, [www.iea.org](http://www.iea.org)

IEE, Biomethane Regions, <http://www.bio-methaneregions.at/?q=node/42>

Koorneef,J., Breevort,P., Noothout,P., Hendriks,C., Luning,L., Camps,A., *Global potential for biomethane production with carbon capture, transport and storage up to 2050*, Energy Procedia Vol. 37, 2013, pp. 6043-6052

Machado,A., *Viabilidade Técnico-Económica da Injecção de Biometano na rede de Gás Natural*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, Portugal, 2009.

Mohseni,F., Magnusson,M., Görling,M., Alvfors,P., *Biogas From Renewable Electricity – Increasing a Climate Neutral Fuel Supply*, Applied Energy Vol. 90, Setembro 2011, pp. 11-16

Molino,A., Nanna,F., Ding, Y., Bikson,B., Braccio,G., *Biomethane Production by Anaerobic Digestion of Organic Waste*, Fuel Vol. 103, Agosto 2012, pp. 1003-1009

Monnet,F., *An Introduction to Anaerobic Digestion to Organic Wastes*, Novembro 2003

Patterson,T., Esteves,S., Dinsdale, R. and Guwy,A., *Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale*, Bioresource Technology Vol. 102, Issue 15, Agosto 2011, pp. 7313-7323.

Portal IGN, REN Gasodutos, Informação de Atualização Periódica, 2012, <http://www.ign.ren.pt>

*Regulamento da Qualidade de Serviço*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Fevereiro 2010

Ryckebosch,E., Drouillon,M. and Vervaeren,H., *Techniques for transformation of biogas to Biomethane*, Biomass & Bioenergy, Vol. 35, Issue 5, Maio 2011, pp. 1633-1645

Scholes,C., Kentish,S. and Steves,G., *Carbon dioxide separation through polymeric membrane systems for fuel gas applications*, Recent Patents on Chemical Engineering, Vol. 1, 2008, pp. 52-66

Scholz,M., Melin,T., Wessling,M., *Transforming Biogas Into Biomethane Using Membrane Technology*, Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 17, Janeiro 2013, pp. 199-212.

Silva,C., *Limpeza e purificação de biogás*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, Portugal, 2009

SNV World, <http://www.snvworld.org/en/regions/world/news/production-rate-of-biogasplants-increased#.UOvxBbv3mkA>

The Engineering Toolbox, <http://www.engineeringtoolbox.com/>

Tratolixo (site da Internet), <http://www.tratolixo.pt/>

Yi He, Bagley,M., Leung,K., Liss,S., Liao,B., *Recent Advances in Membrane Technologies for Biorefining and Bioenergy Production*, Biotechnology Advances Vol. 30, Issue 4, Agosto 2012, pp. 817-858.



# **Anexo I**

## **Dados Técnicos da Unidade de Filtragem do Biogás**



**FILTRI PER  
SEPARAZIONE  
DEL PARTICOLATO  
DAL BIOGAS**

**FILTERS TO  
SEPARATE SOLID  
PARTICLES  
FROM BIOGAS**



FG® e FCC®

**TIPOLOGIA DI IMPIANTO:**

Filtri per la separazione del particolato grossolano e fine dal biogas.

**PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO:**

I filtri a ghiaia e a candele ceramiche ecochimica® sono utilizzati per la depurazione del biogas. Il filtro a ghiaia permette la separazione delle particelle grossolane dal biogas mentre il filtro a candele ceramiche permette la separazione delle particelle più fini.

Nel filtro a ghiaia ecochimica® il biogas attraversa uno strato filtrante che separa le particelle e le goccioline di condensa contenute all'interno del biogas stesso. Il filtro a ghiaia ecochimica® è interamente realizzato in acciaio inox.

Il filtro a candele ceramiche ecochimica® è dotato di candele costituite da una speciale ceramica porosa, che trattengono il particolato fine presente nel biogas. Il materiale filtrante utilizzato, ha un elevato rendimento di filtrazione in correlazione ad una bassa perdita di carico ed è facilmente lavabile. Il filtro a candele ceramiche ecochimica® è interamente realizzato in acciaio inox.

**TYPE OF EQUIPMENT:**

Filters to separate fine and coarse cleaning from biogas.

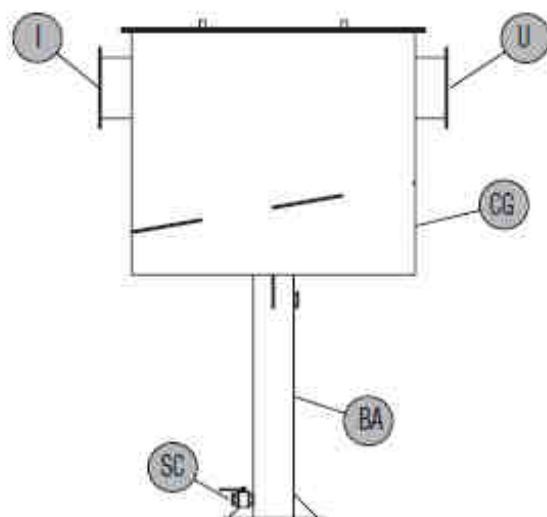
**OPERATING PRINCIPALS:**

Gravel and fine filters are used for the purification of biogas. Ecochimica® gravel filter separates coarse particles and ecochimica® fine filters separates the fine ones.

In ecochimica® gravel filters the biogas flows through a filter layer separating from particles and condensate. Ecochimica® gravel filters are made entirely of stainless steel.

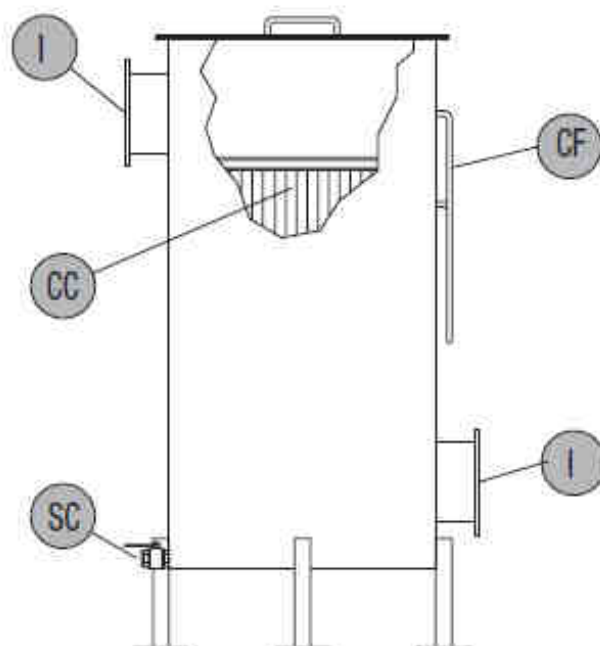
Ecochimica® fine filters are made with filter candles made from a special ceramic that holds fine particles during the passage of biogas. The filter material used, has a high filtration performance, a low pressure loss and are easy to clean. Ecochimica® fine filters are made entirely of stainless steel.

## FILTRI PER PARTICOLATO ECOCHIMICA FG<sup>®</sup> e FCC<sup>®</sup>



**LEGENDA FG<sup>®</sup> • LEGEND FG<sup>®</sup>**

U	USCITA GAS GAS OUTLET
CG	CONTENITORE CHIMA DRAWI CONTAINER
BA	TAGLIAMENTO/SERBIATOIO CONDENSA BASE-CONDENSATE TANK
SC	DRENAGGIO ACQUA DI CONDENSA CONDENSATE WATER DRAIN
I	INGRESSO GAS GAS INLET



**LEGENDA FCC<sup>®</sup> • LEGEND FCC<sup>®</sup>**

CF	CORPO FILTRO PARTICOLATO FINE FINE PARTICLE FILTER - BODY
I	USCITA/INGRESSO GAS GAS INLET/OUTLET
CC	CANDELE FILTRANTI CERAMICHE CERAMIC FILTER CANDLES
SC	DRENAGGIO ACQUA DI CONDENSA CONDENSATE WATER DRAIN

### NOTE DIMENSIONALI PER FC<sup>®</sup> e FCC<sup>®</sup> • DIMENSIONS for GF<sup>®</sup> and FCC<sup>®</sup> series

Ecochimica si progetta impianti su misura in funzione delle esigenze del cliente.  
Ecochimica si designs custom systems for the unique needs of each customer.

Il costante aggiornamento tecnico degli impianti nel quale Ecochimica è impegnata, porta ad un continuo miglioramento che rende i dati tecnici riportati nel presente catalogo non vincolanti.

Ecochimica is constantly updated in the technical improvement of its plants, that makes non-binding the technical data in this catalogue.

#### ECOCHIMICA

Via Zambon, 23 - 36051 Creazzo (Vicenza) Italy • Tel: +39 0444371402 r.a. • Fax: +39 0444371406  
e-mail: [ecochem@ecochimica.com](mailto:ecochem@ecochimica.com) • [www.ecochimica.com](http://www.ecochimica.com)

# **Anexo II**

## **Dados Técnicos da Unidade de Dessulfurização Biológica**

## DESOLFORATORI BIOLOGICI PER BIOGAS

## BIOLOGICAL DESULPHURIZATION TOWERS FOR BIOGAS



# BIO-DESOLF®

### TIPOLOGIA DI IMPIANTO:

Torre biofiltro verticale

### PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO:

Negli impianti di produzione biogas per fermentazione anaerobica di rifiuti, il metano prodotto contiene anche quantità rilevanti di idrogeno solforato altamente corrosivo per l'impianto di produzione energia. I nostri impianti BIO-DESOLF® permettono di ridurre il contenuto di idrogeno solforato mediante un trattamento biologico senza consumo di reattivi chimici.

Una corretta gestione del BIO-DESOLF® prevede il controllo dei seguenti parametri operativi: temperatura, pH, quantità di ossigeno e apporto di nutrienti. L'efficienza del BIO-DESOLF® in condizioni operative ottimali di funzionamento è superiore al 90%. In impianti in cui si verificano importanti variazioni della portata del biogas o della concentrazione dell' $H_2S$  consigliamo l'installazione a valle del BIO-DESOLF® di un desolfonatore chimico (DESOLF-VTR®) per garantire un'altissima efficienza di rimozione dell' $H_2S$  anche con importanti fluttuazioni nella portata di biogas o nella concentrazione di  $H_2S$  nel gas da trattare.

### TYPE OF EQUIPMENT:

Vertical biofilter tower

### OPERATING PRINCIPALS:

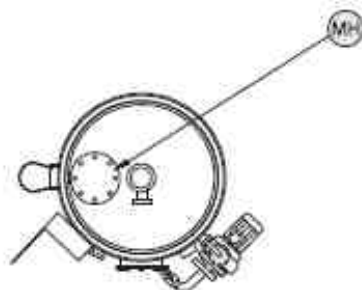
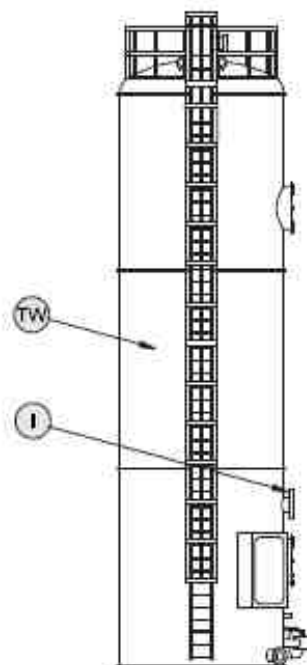
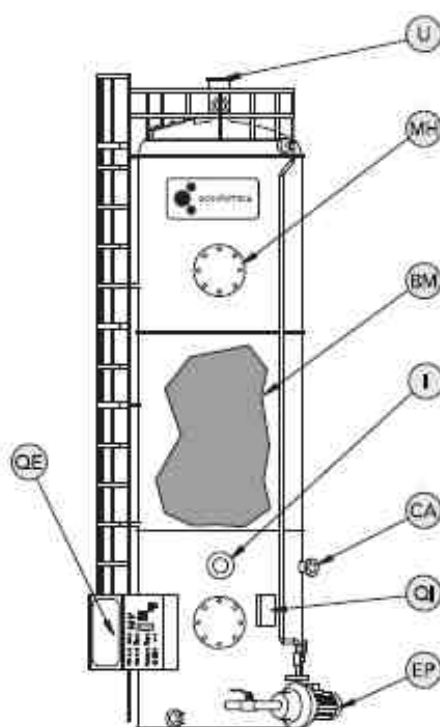
In anaerobic fermentation of waste for biogas production, the methane produced contains high levels of hydrogen sulphide which is highly corrosive for the power production unit. Our BIO-DESOLF® plants reduce the hydrogen sulphide content through a biological treatment, without chemical reagents consumption.

A correct BIO-DESOLF® management has to control the following operative parameters: temperature, pH, oxygen quantity and nutritional substances. BIO-DESOLF® efficiency in optimal working conditions is more than 90%. In plants where could happen important changes in biogas' flow or in  $H_2S$  concentration, we advice the installation of a chemical desulphurization plant (DESOLF-VTR®) after BIO-DESOLF®, to guarantee a very high efficiency in  $H_2S$  removal even with large changes in biogas flow or  $H_2S$  concentration in the gas to be treated.



DESOLFORATORI ECOCHIMICA  
**BIO-DESOLF**<sup>®</sup>  
 ECOCHIMICA'S DESULPHURIZATION

DESOLFORATORI BIOLOGICI PER BIOGAS  
 BIOLOGICAL DESULPHURIZATION TOWERS FOR BIOGAS



LEGENDA per BIO-DESOLF® • LEGEND for BIO-DESOLF®

BM	LETTO BIOLOGICO • BIOLOGICAL BED	QE	PANNOLO ELETTRICO • ELECTRICAL PANEL
CA	AIRA COMPRESSA DI OSSIGENAZIONE • OXYGENATION COMPRESSED AIR	CI	PANNELLO IDRAULICO • HYDRAULIC PANEL
EP	ELETTROPOMPA DI RICIRCOLO • RECIRCULATING ELECTRIC PUMP	TW	TORRE • TOWER
I	INGRESSO AIRA DA TRATTARE • AIR INLET	U	USCITA BIOGAS TRATTATO • TREATED BIOGAS OUTLET
MH	PORTELLO DI ISPEZIONE • INSPECTION HOLE		

DIMENSIONI DI INGOMBRO INDICATIVE • OVERALL INDICATIVE DIMENSIONS

Ecochimica si progetta impianti di desolforazione su misura in funzione delle esigenze del cliente.  
 Ecochimica srl designs desulfurization systems for the unique needs of each customer.

Il costante aggiornamento tecnico degli impianti nel quale Ecochimica è impegnata, porta ad un continuo miglioramento che rende i dati tecnici riportati nel presente catalogo non vincolanti.

Ecochimica is constantly applied in the technical improvement of its plants, that makes non-binding the technical data in this catalogue.

**ECOCHIMICA**

Via Zanibon, 23 - 36051 Creazzo (Vicenza) Italy • Tel.: +39 0444371402 r.a. - Fax: +39 0444371406  
 e-mail: [ecochem@ecochimica.com](mailto:ecochem@ecochimica.com) • [www.ecochimica.com](http://www.ecochimica.com)



## THIOPAQ® Bio-Desulfurization Process

### Biological $H_2S$ removal from biogas

The removal of hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) from biogas has never been easy. The THIOPAQ® process has been developed to remove  $H_2S$  from low pressure biogas streams. In this process, a gas stream containing  $H_2S$  contacts an aqueous soda solution containing thiobacillus bacteria in an absorber. The soda absorbs the  $H_2S$  and is transferred to an aerated atmospheric tank where the bacteria biologically converts the  $H_2S$  to elemental sulfur. This process is ideally suited to environmentally sensitive areas where venting, incineration or reinjection of the  $H_2S$  are not desirable options. Treated outlet gas can readily meet a less than 100 ppm  $H_2S$  specification (typical requirement for biogas) or as low as 5 ppm. The application range is from approximately 100 lbs per day to 20 tons of sulfur per day. The biological sulfur slurry produced may be used for agricultural purposes or purified to a high quality (99%+) sulfur cake.

### THIOPAQ Process Advantages

#### Reliability

- Less equipment versus conventional desulfurization processes
- No plugging or fouling problems due to the hydrophilic nature of the biological sulfur
- The thiobacillus bacteria used in this technology are naturally occurring, robust, self sustaining and self regulating
- Over 36 low pressure systems are reliably operating

#### Simplicity of Operation

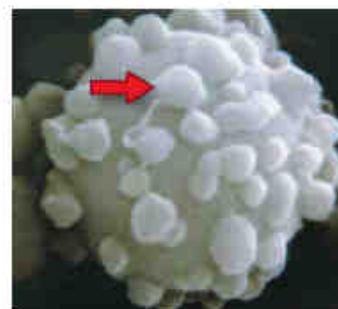
- Easy to control operating parameters
- Minimal supervision requirements
- Massive buffering capacity, minimizing the impact of upsets
- Wide turndown in gas flow and  $H_2S$  inlet concentration

#### Low Operating Costs

- Much lower chemical make-up versus alternative aqueous technologies
- Less equipment to maintain and operate versus conventional amine/caustic technology

#### Simplicity of Design

- Operates at low inlet pressures
- Integrates gas purification with sulfur recovery in one process
- No carbon or particulate filtration required
- Process regeneration does not require heat

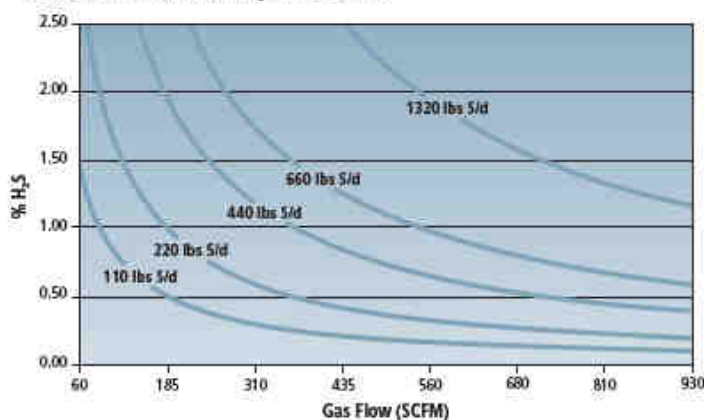


Theobacillus bacteria and sulfur nodules (nodules indicated by arrow)

#### Intrinsic Safety

- At no point within the process is  $H_2S$  concentrated
- $H_2S$  is physically bound to the gas scrubbing solution

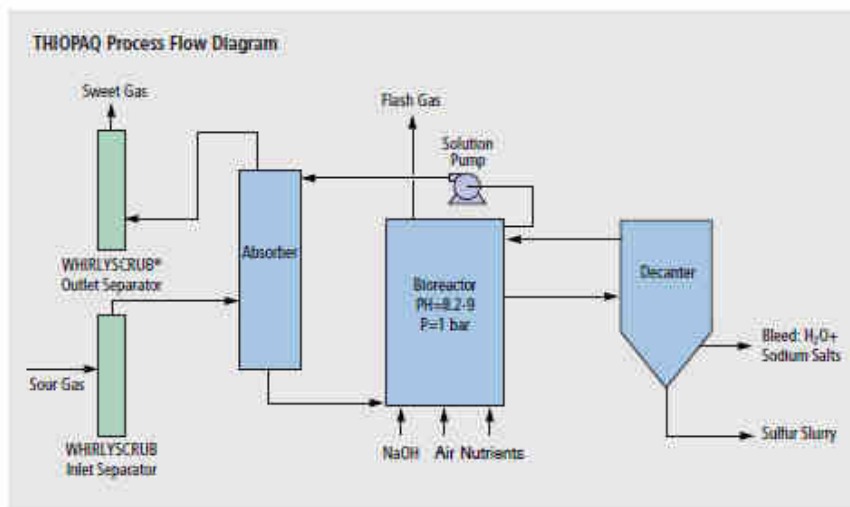
Sulfur Load Recovered for %  $H_2S$  and Gas Flow



#### Notes:

- [1] Developed by Paques, BV, The Netherlands, the THIOPAQ® process is licensed to Cameron through an agreement that gives Cameron the right to sub-license to end users.
- [2] Environmental Technology Verification report can be provided on request, but such verification does not imply warranties as to product performance.

Data Sheet | TC08 (4-047)



### Environmentally Conscious

- Air vent gas contains less than 1ppmv H<sub>2</sub>S
- Sulfur slurry/cake can be used as fertilizer

### Applications

The THIOPAQ process is applicable for:

- Biogas (direct treat) pressure range from ambient to elevated pressure
- Debottlenecking existing sulfur recovery equipment
- Replacing or converting alternative aqueous processes which are prone to plugging
- Replacement of expensive caustic scrubbers or Triazine processes. Capital and operating cost estimates can be quickly provided. Process parameters pressure, temperature, flowrate and composition are needed to generate budget estimates.

### Expert Design, Manufacturing, Technical Service and Support

You can count on Cameron for an experienced and professional recommendation. Our process applications engineers will help you decide if the THIOPAQ process is right for you.

### LOCATIONS

**United States of America:**  
11210 Equity Dr., Suite 100  
Houston, TX 77041 USA  
TEL +713.849.7500

**United Kingdom**  
Cameron House  
61-73 Staines Road West  
Sunbury-on-Thames  
Middlesex, UK TW16 7AH  
TEL +44.1932.732000

**Singapore**  
2 Gul Circle (Gate 2)  
Jurong, Singapore 629560  
TEL +65.6861.3355

### OTHER LOCATIONS

Abu Dhabi

Australia

Brazil

Calgary

Colombia

France

Japan

Mexico

Saudi Arabia

Russia

[www.c-a-m.com](http://www.c-a-m.com)

# **Anexo II**

## **Dados Técnicos da Unidade de Dessulfurização Fina**



„With the right nose for your solution!“

## Desulphurization with UgnCleanPellets®



### Biogas Desulphurization by Means of UgnCleanPellets® S 3.5 – Part of the UGN®-Hybrid Filter Technology

Parameter	Product features of the UGN desulphurization process
External desulphurization	<ul style="list-style-type: none"> <li>The desulphurization is a chemo-microbiological process that takes place in one or more separate reactors. This process is separated from the fermentation.</li> </ul>
UgnCleanPellets® S 3.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>The filter material consists of special cellulose fibres and binding agents as well as additional additives such as iron oxide hydrate.</li> <li>The filter material can be regenerated to its full original desulphurization capacity at least 6 times.</li> <li>The filter material has a large surface, which allows for optimum mass transfer and colonization with microorganisms.</li> </ul>
Buffering of desulphurization	<ul style="list-style-type: none"> <li>The filter material has a high buffering capacity. This increases the solubility of H<sub>2</sub>S and results in more effective elimination of H<sub>2</sub>S from the gas.</li> <li>The filter material contains all nutrients needed for the microbiological desulphurization. Therefore, no additional dosing during the desulphurization process is required.</li> </ul>
Guarantee of process stability during the desulphurization	<ul style="list-style-type: none"> <li>As the desulphurization system reactors are made of PE, there is no possibility of the system being damaged due to corrosion.</li> <li>The filter material's buffering capacity allows for balancing fluctuations in pH value from neutral to acescent.</li> <li>Under special conditions the H<sub>2</sub>S absorbed from the gas can be converted to sulphuric acid.</li> <li>By adding freshwater, a new pH buffer and new nutrients are fed to the system.</li> <li>By installing a separate desulphurization system, the fermentation process is not affected by process control and maintenance measures (such as granulate replacement).</li> </ul>
Energy saving	<ul style="list-style-type: none"> <li>The biogas is fed to the desulphurization system in its raw state (moisture, biogas composition, temperature). No devices are needed for gas conditioning.</li> <li>Thanks to the packed-bed configuration of the filtering material allowing for excellent flow-through properties, the loss in pressure is comparatively low. No additional compressors are required.</li> </ul>
Desulphurization capacity	<ul style="list-style-type: none"> <li>0.42 – 0.70 kg of S per kg of UgnCleanPellets® S 3.5</li> </ul>

Adsorbent	Load (kg of S per kg of adsorbent)	Costs (€ per kg of adsorbent)	Costs (€ per kg of Sulphur)
Activated charcoal* (10% KI)	0.62	8.00	12.90
Activated charcoal*** (2.5 % KI)	0.50	3.00	6.00
Bog iron*	0.12	3.00	25.00
UgnCleanPellets® S 3.5**	0.42 – 0.70	2.25	3.20 – 5.30

\* Report of results of the research project „Grundlegende Untersuchungen zur effektiven, kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus Biogas“ (Basic investigations on effective and cost-efficient reduction of hydrogen sulphide from biogas by ATZ-Entwicklungszentrum, 2004)

\*\* Outcome of the research project „BioAmmon“ (UGN, 2008), research project „ProBioFertil“ (UGN, 2010)

\*\*\* according to activated charcoal producers, 2010

# **Anexo IV**

## **Dados Técnicos da Unidade de Membranas**

## SEPURAN® *Green*

Membrane technology  
for upgrading biogas efficiently



SEPURAN®

Evonik. Power to create.

## Gas separation with SEPURAN®

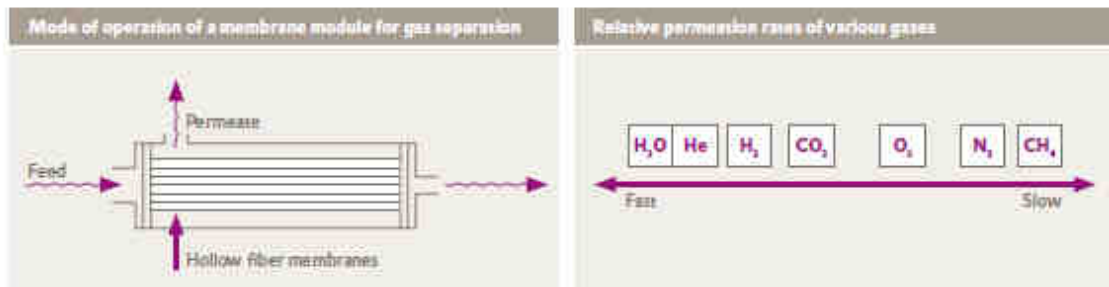
Evonik, the creative industrial group from Germany, is one of the world leaders in specialty chemicals. As a technology leader in high-performance polymers, we offer SEPURAN® hollow-fiber membranes for efficient and energy-saving gas separation.

### Mode of operation of membranes

Gas separation membranes work on the principle of selective permeation through a membrane surface. The driving force for permeation of the gas through the membrane is the difference between the partial pressures of the gas on the retentate side (the interior of the hollow fiber) and the permeate side (the space outside the hollow fiber).

The greater this difference, the higher is the proportion of the gas that permeates through the membrane. In a separation, such as between carbon dioxide and methane, permeation of carbon dioxide through the membrane is much faster while methane is retained within.





The permeation rate of each gas depends on its solubility in the membrane material and on the diffusion rate. Gases having higher solubility and smaller molecular size permeate the membrane faster than large ones, less soluble gases. The ratio of the transport speeds of two gases is called selectivity.

The higher the selectivity, the higher is the energy efficiency of the resulting membrane process. Different membrane materials have different separation properties. The driving force required for the separation is obtained through a partial pressure gradient.

#### Applications

- Extraction of methane
- Upgrading of process gases
- Nitrogen generation
- Upgrading of  $H_2$
- Helium recovery





## SEPURAN® Green membrane systems

SEPURAN® membrane systems consist of several thousand hollow fibers manufactured from high-performance polymers and bundled in a stainless steel vessel. The ends are embedded in a resin. The membrane system can now withstand a gas mixture under pressure.

The SEPURAN® product family includes membrane systems for gas separation in various applications. Many membrane systems can be connected together in series as desired, depending on the application and the size of the system. The product under the name SEPURAN® Green is specially designed for biogas upgrading.

### Benefits:

- Lower energy consumption
- Separation at ambient temperature
- Lower space requirements
- Continuous separation process
- Simple, modular setup
- Flexible and easily expanded
- Very high CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> selectivity



## SEPURAN® Green product overview

Evonik offers for the European market different SEPURAN® Green membrane modules and cartridge systems. On the international market only SEPURAN® Green cartridge systems are available.

The membrane modules are designed as ready-for-connection solution for needs of the European market. To fulfill customer and international market requirements, Evonik has developed a cartridge system. It offers plant engineering companies the advantage to adapt the pressure housings flexible to the local pressure regulations.

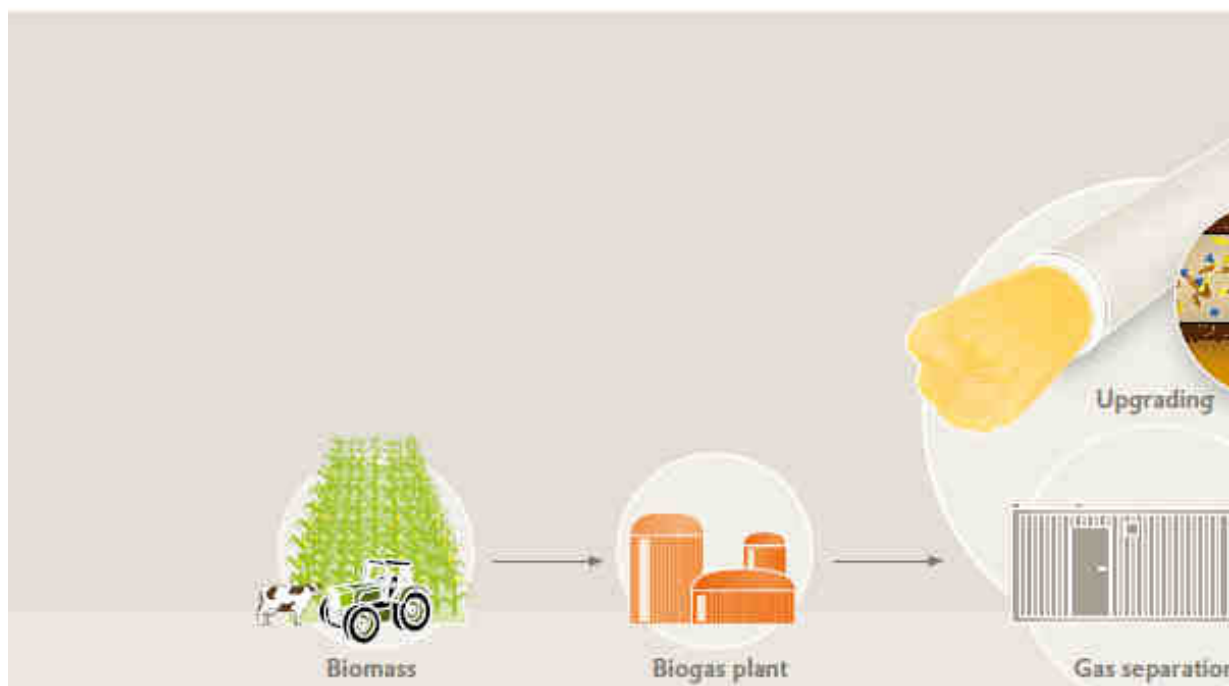
The cartridge system provides plant manufacturers with additional options:

- More flexibility for housing designs
- Additional pressure range of 17 and 40 bara
- Cost benefits in current expenses
- Quick and economic membrane replacement
- Low weight

### Product overview

- SEPURAN® Green membrane module 2" up to 25 bara
- SEPURAN® Green membrane module 4" up to 25 bara
- SEPURAN® Green cartridge system 4" up to 17 bara
- SEPURAN® Green cartridge system 4" up to 40 bara





## SEPURAN® Green for biogas upgrading

The SEPURAN® product family includes modules and cartridges for gas separation for various applications. The SEPURAN® Green membrane module from Evonik is the first module in this product family.

Thanks to its high  $\text{CO}_2$  over  $\text{CH}_4$  selectivity, SEPURAN® Green is well suited for biogas upgrading. It is available in various sizes, customized to the particular specifications and size of each plant.

### Production of biogas

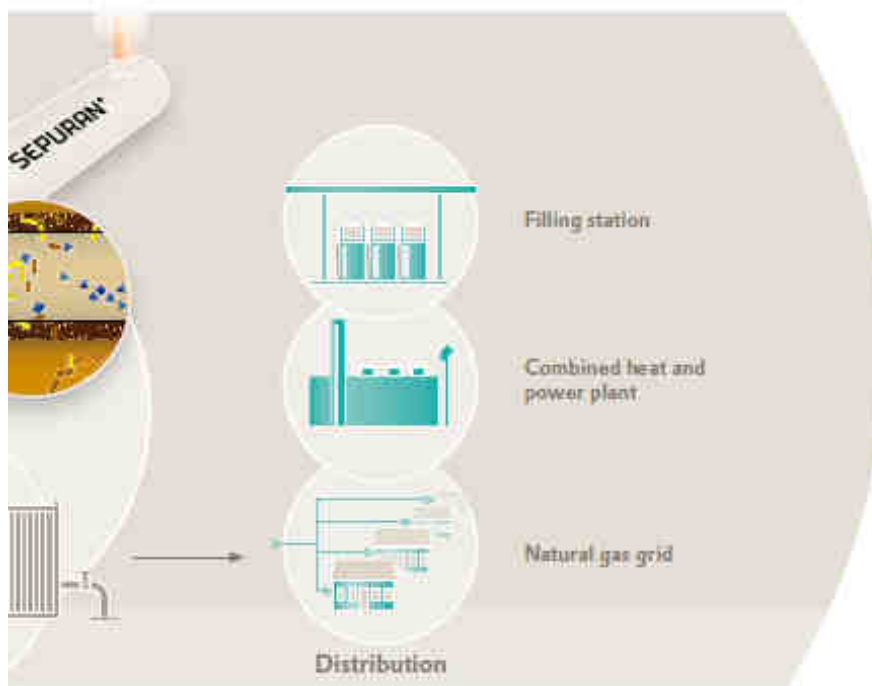
Biogas is formed by fermentation in which microorganisms anaerobically decompose biomass. Crude biogas contains 55–65% methane, 30–45% carbon dioxide, and trace gases such as hydrogen sulfide. These impurities must be removed from methane. The biomethane so produced is fed into the natural gas grid and the consumer receives an eco-friendly, carbon-neutral gas.

### Selectivity of SEPURAN® Green

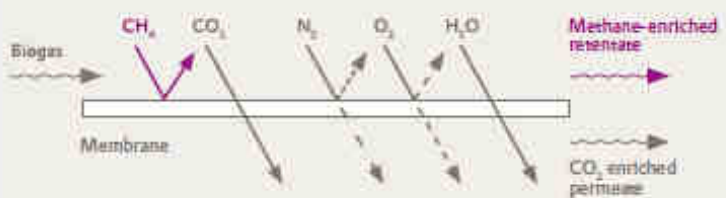
Membrane-based upgrading of biogas exploits the differences in the permeabilities of gases through the membranes. SEPURAN® Green membranes have the highest selectivity and provide a superior technology for processing of crude biogas.







Gas separation with membranes



#### Technical background

The selectivity of the membranes is process-stable, even at pressures of up to 25 bar which are typical in the processing of crude biogas. This is where Evonik's membranes distinguish themselves from other available membranes. The innovative technology was first demonstrated at an existing biogas plant in Neukirchen an der Vöckla, Austria and is in the meantime established on the market.

#### Benefits

- Reduced operating costs
- Lower investment
- Simple to operate
- Lower space requirements and shorter installation times
- Can be used flexibly and in modular fashion
- No chemicals required
- No additional drying step

## SEPURAN® Green in the biogas plant

Evonik has developed a biogas upgrading process that maximizes the performance of the membranes. By judicious combination of SEPURAN® Green membrane modules or membrane cartridges, methane of a purity higher than 97% can be obtained from the crude gas. The only equipment needed is a compressor.



Interior view of pilot plant with SEPURAN® Green membrane modules

The biogas leaves the biogas plant as a mixture of  $\text{CO}_2$ , methane, and the typical by-products. It is first desulfurized with active carbon, filtered, and pre-dried. The pre-cleaned gas is then drawn in with a compressor, compressed to 10–20 bar, and upgraded in several membrane stages to give biomethane and a  $\text{CO}_2$ -rich off-gas stream. The membrane-based upgrading process delivers a consistently high quality of biomethane that is up to 99% pure. Further, the off-gas is very clean and contains significantly less than 1% methane. Almost all of the methane is thus obtained in natural gas quality.

### Benefits

- Low methane slip (loss) of <1% during upgrading
- High methane yield of up to 99%, which means maximum added value for the operator
- Highest energy efficiency for upgrading (<0.2 kWh/ $\text{Nm}^3$  crude biogas, <0.4 kWh/ $\text{Nm}^3$  biomethane)
- No additional ancillary materials such as water or sorbents (amines, glycols) are required, so no emissions into the environment
- Easily regulated for changes in flow rate or composition
- Following the upgrading process with membranes, the biomethane is already dry and satisfies the dew-point requirement for feeding into the grid
- Easily scalable; can be used for small plants (10  $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) as well as large (> 1000  $\text{Nm}^3/\text{h}$ )
- Starting and stopping of the plant is possible at short intervals, ensuring high flexibility; therefore ideally suited for operation of a biomethane filling station at the site
- Direct feeding (via a transmission pipeline) into the natural gas grid is possible without an additional compressor

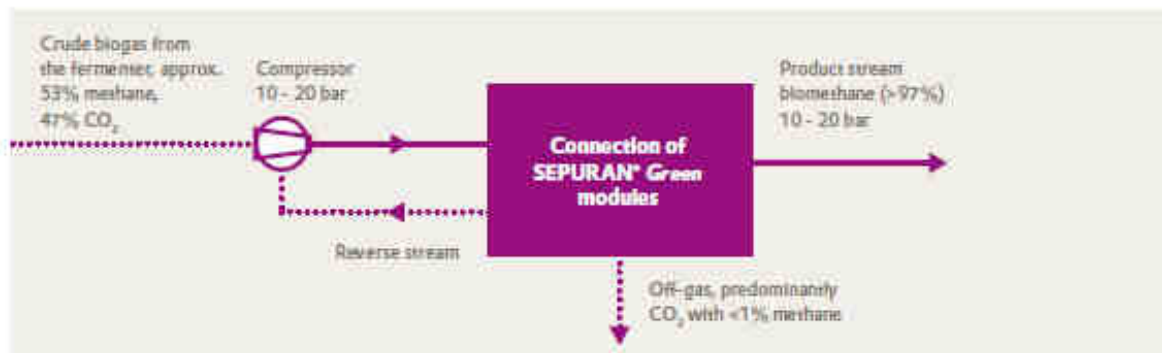
#### Evonik pilot plant

Since early 2011 Evonik has been operating a pilot plant in Neukirchen an der Vöckla, Austria, to test the SEPURAN® Green modules and the upgrading process it has developed. The upgrading capacity of the plant is 10 Nm³/h of crude biogas.

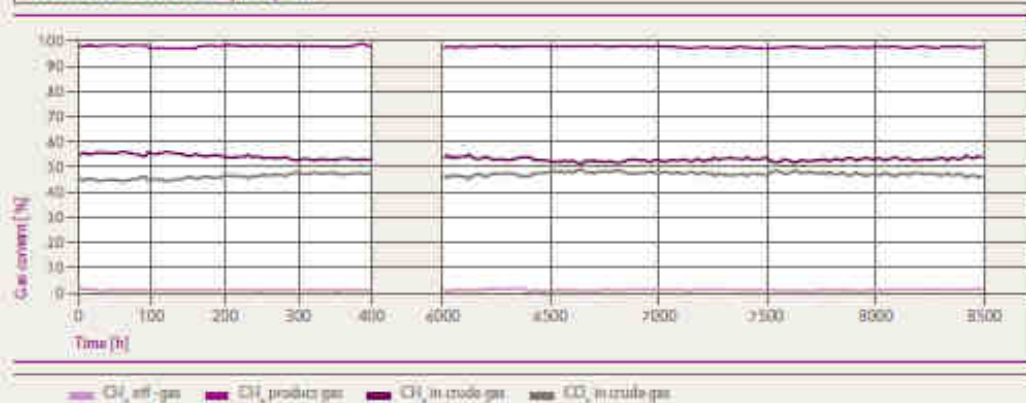
#### Our products and services

We offer SEPURAN® Green gas separation technology and develop superior process solutions for your biogas separation requirements jointly with partners in plant engineering.

- SEPURAN® Green hollow fiber modules and cartridges in various sizes
- Process design for membrane-based biogas upgrading
- We work in conjunction with knowledgeable plant-engineering companies to offer system solutions on the market.



#### Results from the Evonik pilot plant



## Biogas upgrading plants with SEPURAN® Green – our references on

### Poundbury, United Kingdom

Capacity	≈50 Nm³/h
Start-Up	10/2012
Plant construction	DMT Environmental Technology
System operator	JV Energen LLP

Source: DMT Environmental Technology



### Sachsendorf, Germany

Capacity	150 Nm³/h
Start-Up	10/2012
Plant construction	Enerflex Biogas AG
System operator	Enerflex Biogas AG

Source: Enerflex Biogas AG





## he market

### Pratteln, Switzerland

Capacity	210 Nm <sup>3</sup> /h
Start-Up	10/2012
Plant construction	Ettanmann AG
System operator	Bio Power Nordwürttemberg AG

Source: Ettanmann AG



### Zeven, Germany

Capacity	250 Nm <sup>3</sup> /h
Start-Up	10/2012
Plant construction	MT-BioMethan GmbH
System operator	MT-Biogaz GmbH

Source: MT-BioMethan GmbH

